«Мұнай және газ жобаларын ғылыми-зерттеу институты» АҚ

АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:
Председатель Правления
ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»
Лю Цзянбо

Заместитель Председателя Правления
ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»
Абдукаримов Н.С.
«___» _____ 2025 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНЫЙ ТУЗКОЛЬ

по состоянию на 01.07.2024 г.

Договор № 24-044 от 02.09.2024 г.

От АО «НИПИнефтегаз»:

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**

Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей	**Подпись**	**Фамилия**
Директор Департамента охраны недр и окружающей среды	_____ (подпись)	Л.У.Ешбаева
Ответственный исполнитель, Главный специалист	_____ (подпись)	З.Ж.Мурталиев
Главный специалист	_____ (подпись)	Т.Ю.Мигунова
Главный специалист	_____ (подпись)	Г.А.Мендигазиева
Старший специалист	_____ (подпись)	И.А.Саргожа
Т.контроль	_____ (подпись)	Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 12
1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 12
1.1.1 Общие сведения о месторождении 12
1.1.2 Климатическая характеристика 15
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей 21
1.1.3 Поверхностные воды 23
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения 23
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения 25
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения 85
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения 85
1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти 93
1.1.6.3 Компонентный состав газа 101
1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона 108
1.1.8 Характеристика растительного покрова региона 114
1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана 116
1.1.9 Характеристика животного мира региона 116
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона 119
1.1.11. Памятники истории и культуры региона 120
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ) 122
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха 122
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов 123
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе 127
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова 130
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 131
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 131
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 131
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ... 132
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 134
1.5.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки 134
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 142
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки 143
1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин 152
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) газа 154
1.5.6 Мероприятия по доразведке месторождения 156
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 163
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 168

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 169
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха 169
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 169
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 171
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ 179
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ 182
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух 243
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха 244
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод 247
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды 247
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод 253
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды 254
1.8.3 Оценка воздействия на недра 257
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество) 257
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы 283
1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород 285
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы 286
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта 286
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв 289
1.8.5 Оценка воздействия на растительность 290
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние 290
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории 291
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова 294
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир 295
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных 295
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных 297
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира 298
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду 300
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий 300
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 306
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления 306
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления 314
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами 316
1.9.4 Программа управления отходами 318
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 321
2.1 Социально-экономические условия региона 321
2.2 Социально – экономическое положение региона 322
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона 324
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 СРЕДЫ326
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 329
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....329
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели 329
4.3 Различная последовательность работ 329
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....331
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ) 332
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду) 332
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....332
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду 332
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 333
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении.....335
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 335
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности 335
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту 336
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту 338
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 339
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....339
6.2 Биоразнообразие.....341
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....341
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод) 342
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) 343
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....344
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты 344
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.....346
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....346
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) 350
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ 351
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....355
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....356
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 ЛИКВИДАЦИИ357
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия 358
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....362
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий 364
11.4 Безопасность жизнедеятельности 366
11.4.1 Общие положения 366
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности 368
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 371
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха 371
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....373
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....376
12.4 Мероприятия по сохранению недр 378
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений 379
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов 382
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов 384
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....387
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....389
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ391
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ 393
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений 393
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....394
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....397

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....398
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....399
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду 399
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....402
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....405
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....406
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....422
ПРИЛОЖЕНИЯ.....426

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Западный Тузколь открыто в октябре 2010 г. при получении притока нефти в скважине ЗТ-1 из продуктивного горизонта М-0-3 (верхний неоком).

С декабря 2018 г. на месторождении Западный Тузколь действует Контракт УВС № 4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 г. между РК и недропользователями ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

С 29 июня 2018 г. до конца 2018 г. вместо ТОО «Кольжан» оператором месторождения являлся АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», после 2018 г. оператором месторождения является ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО ТМГО).

29.07.2020 году подписано Дополнение № 1 к контракту № 4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 г. на добычу углеводородов до 06.12.2043 г. на месторождении Западный Тузколь в Кызылординской области РК между Минэнерго РК (Компетентный орган) и ТОО «SSM-Ойл», ТОО «Кольжан».

В 2003 г. был составлен «Проект поисковых работ и оценки залежей нефти и газа в пределах контрактной территории в южной части Южно-Торгайской впадины» и начаты геологоразведочные работы.

В последующем поисково-разведочные работы велись, согласно «Дополнению к проекту поисковых работ, разведки и оценки залежей нефти и газа в пределах Контрактной территории в южной части Арыскумского прогиба Южно-Торгайской впадины», утвержденного в ТУ «Южказнедра» (Протокол № 127/07 от 20 марта 2007 г.).

В 2010 г. разработан «Проект разведки залежей нефти и газа на период продления срока разведки УВС на 2009-2011 гг. на Контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан» в Кызылординской области Республики Казахстан», утвержденный в МТД «Южказнедра» (Протокол № 163/10 от 15.04.2010 г.).

В 2011 г. выполнен первый «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.03.2011 г.», который был принят в ГКЗ РК (Протокол № 1079-11-П от 01.07.2011 г.).

В 2012 г. на основе принятых оперативных запасов был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь» и утвержден КГиН МИиНТ РК (№ 313 от 05.01.2012 г.).

В 2012 году составлено и утверждено «Дополнение к проекту поисковых работ на период продления срока разведки УВС на 2012-2013 гг. Контрактной территории 1057 ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан» (Протокол № 359 от 16.02.2012 г.).

В 2011-2012 гг., в результате проведенной сейсмической съемки методом 3Д в объеме 450 км^2 (китайская компания BGP, 2011-2012 гг.), а также по результатам 13 новых скважин пробуренных согласно «Дополнению к проекту поисковых работ на период продления разведки УВС на 2012-2013 гг.» и 16 новых скважин, пробуренных согласно ППЭ, обнаружены новые локальные залежи нефти и газа в горизонтах М-0-1, М-0-2, что и послужило основой для выполнения второго «Оперативного подсчета запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Западный Тузколь» по состоянию изученности на 01.09.2012 г. (Протокол ГКЗ № 1285-13-П от 3 мая 2013 г.).

В 2013 г. выполнено «Дополнение к проекту поисковых работ на период разведки УВС на 2013 г. Контрактной территории 1057 ТОО «SSM-Ойл» – ТОО «Кольжан» и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК (№ 17-04/322кгн от 07.02.2013 г.). Согласно данному проекту за период 2013-2014 гг., на месторождении Западный Тузколь пробурено 25 разведочных скважин.

В 2013 г. на основе второго «Оперативного подсчета запасов…» было выполнено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь по состоянию изученности 01.01.2013 г.» и утвержден Комитетом Геологии и Недропользования МИиНТ РК (Исх. № 17-04/13701кгн от 28.11.2013 г.).

В 2013 г. также выполнен «Проект оценочных работ на период продления срока разведки УВС на 2014-2015 гг. Контрактной территории ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан» и утвержден КГиН МИиНТ РК (№ 17-04-817-И от 17.05.2013 г.).

В результате проведенной сейсморазведки 3Д в объеме 300 км^2 (2013 г.), и полученных дополнительных геолого-геофизических материалов, входе бурения новых скважин за период 2012-01.05.2014 гг. позволили уточнить подсчетные параметры, геологическую модель месторождения (площадь и эффективные толщины), что обусловило необходимость проведения нового «Оперативного подсчета запасов…».

В 2014 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» выполнен третий «Оперативный подсчет запасов нефти на месторождении Западный Тузколь по состоянию изученности на 01.05.2014 г.», который был принят в ГКЗ РК Протоколом № 1450-14-П от 03.09.2014 г. Также в 2014 г. по состоянию на 01.05.2014 г., был выполнен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь». В рамках которого уточнены прогнозные показатели пробной эксплуатации на период 2014-11.12.2015 гг.

В 2015 г. на основе оперативных запасов, числящихся на государственном балансе РК по состоянию на 01.05.2014 г., выполнено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь» (Письмо КомГео № 27-5-2774-и от 25.12.2015 г.).

В рамках данного проекта уточнены прогнозные показатели пробной эксплуатации на 2015 г., а также дано обоснование объемов добычи нефти с 11.12.2015 г. по 11.12.2018 г.

В 2017 г. был выполнен и утвержден ГКЗ отчет «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь в Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2016 г.» (Протокол ГКЗ № 1811-17-У от 19.05.2017 г.).

На месторождении Западный Тузколь по геолого-структурному строению домезозойского фундамента выделяются 3 группы сводов-поднятий. Эти структуры являются основными ловушками нефти, которые образуют самостоятельные залежи по выделенным горизонтам. С севера-запада на юго-восток выделяются 3 самостоятельных свода: Северо-Западный (СЗС), Центральный (ЦС), Юго-Восточный (ЮВС), каждый свод имеет многоэтажное, многопластовое строение (1-15 залежей). Кроме этого, в каждой группе своде-поднятий имеются более мелкие купола, иногда по этим куполам также внутри одного горизонта выделяются мелкие залежи по куполам, часто имеющие разные ВНК. Продуктивные пласты одного свода не переходят в другой свод. Залежи разделены между собой седловинами, впадинами-палеодолинами с амплитудой первых десятков метров. Установленные ПЗ_2017 г. 65 залежей распределены по сводам: на СЗС – 30 залежей (28 нефтяных и 2 газовых), на ЦС – 14 нефтяных, на ЮВС – 21 нефтяных.

Большинство залежей нефти пластово-сводовые, режим – упруговодонапорный, только в пределах Юго-Восточного свода отмечаются залежи примыкания к поверхности домезозойского фундамента и частично к тектоническому нарушению.

В 2018 г. на основе утвержденных запасов филиалом ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» составлен «Проект разработки месторождения Западный Тузколь» (ПР_2018), который был выполнен по состоянию на 01.01.2018 г., рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/5 от 16.11.2018 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 12-03-6/192/И от 05.12.2018 г.) по III варианту разработки, который предусматривал бурение 137 добывающих скважин. Из них 135 вертикальных и 2 горизонтальных (на I объекте), применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в 3 добывающих скважинах между объектами, с организацией системы ППД путем перевода под закачку воды 61 нагнетательных скважин, из них в 40 скважинах предлагалось проведение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) между горизонтами III объекта для создания оптимальной депрессии.

В 2018 г. начата промышленная разработка месторождения Западный Тузколь согласно «Проекта разработки месторождения Западный Тузколь».

В 2020 г. был составлен по состоянию на 01.04.2020 г. отчет «Анализ разработки месторождения Западный Тузколь» и принят по 2 варианту на ЦКРР Минэнерго РК (Заключение № 9/11 от 10.12.2020 г.). В данном отчете были уточнены технологические показатели разработки на 2020-2022 гг. с меньшим бурением скважин и меньшим переводом скважин под нагнетание, в связи с высокой текущей компенсацией на дату составления отчета относительно ПР_2018. Так же в связи со снижением пластового давления предлагалась разработка II объекта с ППД закачкой воды, что не было предусмотрено ПР_2018 г. В целом по рекомендуемому 2 варианту за утвержденный проектный период (2020-2022 гг.) рекомендовались: бурение 50 добывающих скважин, мероприятия по переводу обводнившихся добывающих скважин под закачку воды в целях ППД на I, II и III объектах.

В 2020-2021 гг. ТОО «КазНИГРИ» по результатам бурения 5 новых скважин, пробуренных после ПЗ_2017 г. был составлен отчет «Прирост и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 по состоянию на 01.10.2020 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2318-21-У от 08.06.2021 г.).

В 2022 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» по договору № 22-015 от 30.05.2022 г. с «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО») выполнен второй отчет по «Анализу разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.», в котором были уточнены технологические показатели разработки. Отчет был рассмотрен на ЦКРР и согласован с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки на 2022-2024 гг. Протоколом № 34/7 от 24 ноября 2022 г.

В 2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь в Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2023 г.», и утвержден в ГКЗ РК (Протокол № 2676-24-У от 19.06.2024 г.).

Помимо актуализации геологического строения и фактических данных, необходимость выполнения Пересчета запасов и уточнения начальных геологических и извлекаемых запасов отмечена по результатам рассмотрения последнего «Анализа разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.» в ЦКРР РК.

Компетентный орган рекомендовал недропользователю выполнить пересчет запасов углеводородов и предоставить на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан следующий проект на разработку месторождения до конца 2024 г.

Таким образом, «Дополнение к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь» выполнено по состоянию на 01.07.2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз,

основанием чему являются Договор № 24-044 от 02.09.2024 г. с ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО»), новые утвержденные запасы нефти и газа месторождения и рекомендация ЦКРР РК (Протокол 34/7 от 24 ноября 2022 г.).

«Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Западный Тузколь, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях...» к Дополнению 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 № 01079Р от 07.08.2007 года. (Копия прилагается).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общие сведения о месторождении

В связи с введением 29 июня 2018 года в действие Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. № 125-VI, в соответствии с пунктом 2 статьи 49 которого Оператором по контракту на недропользование не может быть назначено лицо, являющееся недропользователем по соответствующему контракту, в соответствии с Соглашением об осуществлении функции оператора от 26.12.2018 г., заключенным между ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», ТОО «Кольжан», ТОО «SSM-Ойл» и АО «ПККР» и на основании уведомления Министерства энергетики РК исх. №31/КО от 14.01.2019г., ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» назначен оператором в сфере недропользования по контракту № 1057 от 11 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья и контракту на добычу углеводородов на месторождении Западный Тузколь Кызылординской области Республики Казахстан №4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 года, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан, ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Учредителями ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» по контрактной территории №4671 месторождения Западный Тузколь являются ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах блоков XXX-39 D (частично), E (частично); XXXI-39 A (частично), B (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

Координаты отвода: 45°48’33,50” СШ - 65°31’07,73” ВД; 45°49’19,05” СШ - 65°31’01,25” ВД; 45°50’00” СШ - 65°31’39,42” ВД; 45°50’00” СШ - 65°35’22,81” ВД; 45°49’19,24” СШ - 65°37’52,05” ВД; 45°43’19,79” СШ - 65°41’13,11” ВД; 45°41’31,44” СШ - 65°42’50,33” ВД; 45°38’57,53” СШ - 65°43’40,11” ВД; 45°37’59,22” СШ - 65°39’18,52” ВД; 45°42’16,99” СШ - 65°36’57,84” ВД; 45°46’27,76” СШ - 65°35’50,50” ВД; 45°48’22,72” СШ - 65°32’52,55” ВД. Площадь горного отвода составляет – 136,15 кв.км. Глубина отвода – минус 1400 м. Площадь геологического отвода составляет - 2145,22 кв.км.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении площадь исследования занимает южную часть Тургайской впадины.

В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 370 м.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к юго-западу на 100 км).

В северном направлении от месторождения расположен нефтепромысел Кумколь, который имеет развитую инфраструктуру с производственными базами и объектами подготовки и сдачи нефти. Учитывая существующий межпромысловый трубопровод Западный Тузколь - Кумколь, есть возможность выхода на экспортный маршрут (в Китай) через нефтепровод Кумколь - Каркоян - Атасу – Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Протяженность трубопровода Жосалы-Кумколь составляет 177 км.

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения Западный Тузколь отсутствуют. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/с, с минерализацией до 4 г/л.

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром.

Территория месторождения необжитая, постоянных населенных пунктов нет, сельскохозяйственное назначение – низкопродуктивные пастбищные угодья. Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные с низким содержанием гумуса.

Обзорная карта расположения месторождения Западный Тузколь представлена на рисунке 1.1.1.1.

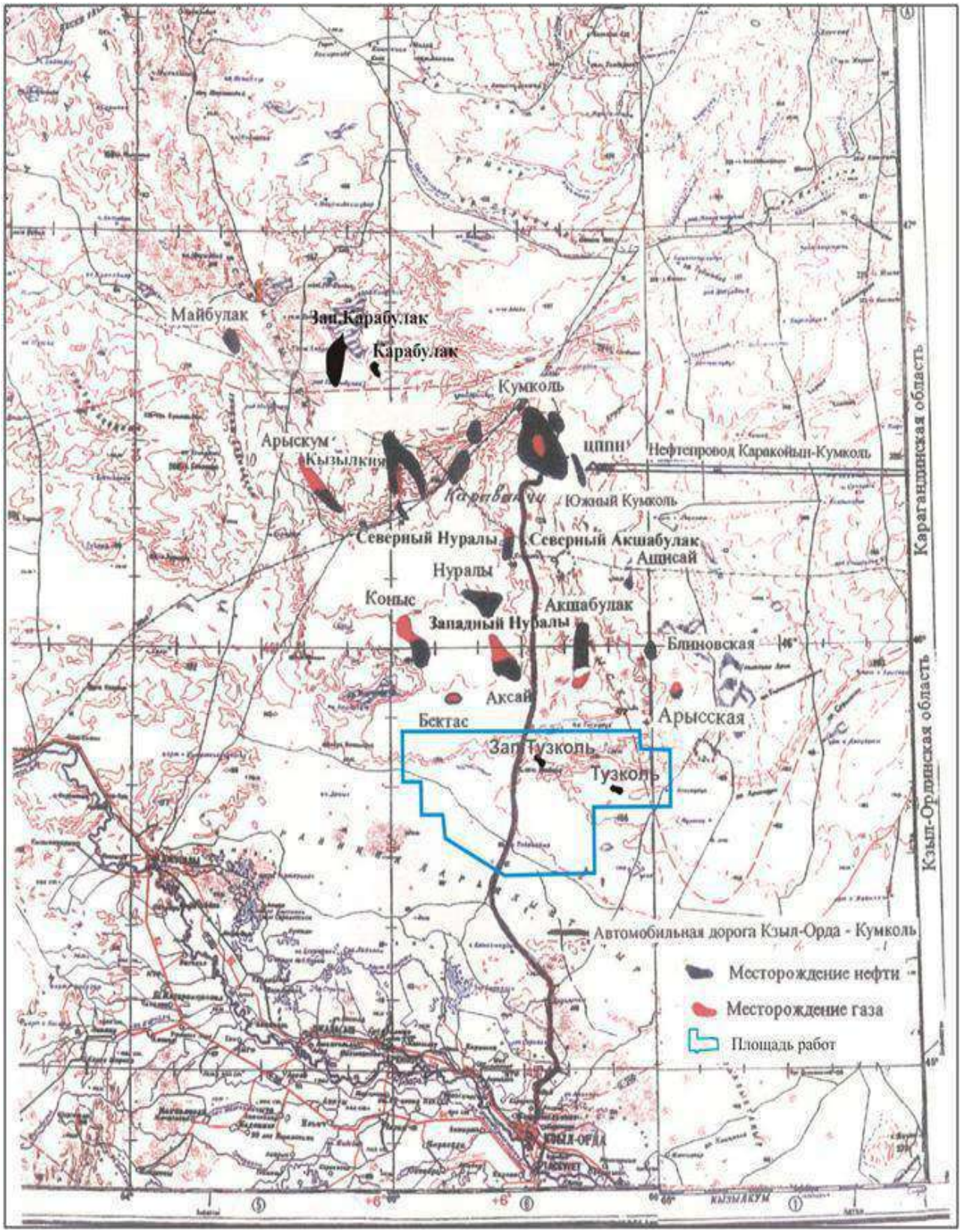


Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Западный Тузколь.

1.1.2 Климатическая характеристика

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 ºС, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 ºС. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 ºС. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.1.2.1. Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 1.1.2.2-1.1.2.3.

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблице 1.1.2.4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%) представлена в таблице 1.1.2.5.

Таблица 1.1.2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Жосалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 1.1.2.2 - Средние из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Жосалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 1.1.2.3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Жосалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Таблица 1.1.2.4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование станции	Температура					
	-15	-10	-5	0	5	10
Саксаульская		1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
		15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
		288	253	226	200	173
Жусалы		14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
		24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
		312	267	235	206	179
Злиха		14/II	4/III	17/III	31/III	12IV
		29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
		317	268	239	209	180

Таблица 1.1.2.5 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Джусалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Ветровой режим. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 1.1.2.1.

Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек представлена 1.1.2.6. В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (таблица 1.1.2.7), а в холодный – метели (таблица 1.1.2.8).

Как видно из таблицы 1.1.2.9, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха - 49 дней, Жосалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

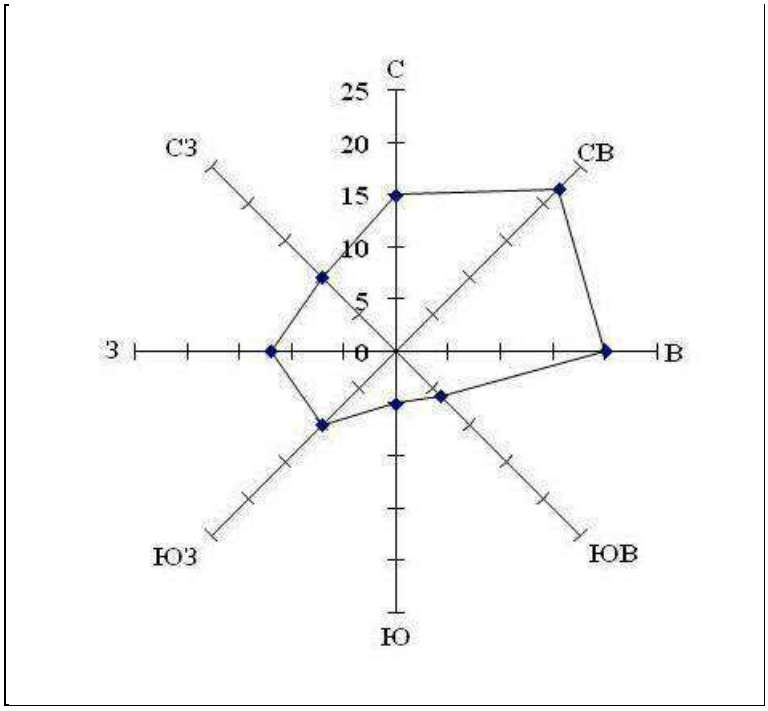


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

Таблица 1.1.2.6 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Жусалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

Таблица 1.1.2.7 - Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Жжусалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 1.1.2.8 - Среднее число дней с метелью

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Жусалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

Таблица 1.1.2.9 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Джусалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (таблица 1.1.2.10). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (таблица 1.1.2.11, 1.1.2.12). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 1.1.2.13, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Жусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (таблица 1.1.2.14), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

Таблица 1.1.2.10 - Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Жусалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

Таблица 1.1.2.11 - Среднее число дней с грозой

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Жусалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

Таблица 1.1.2.12 - Среднее число дней с градом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Жусалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Таблица 1.1.2.13 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Жусалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Таблица 1.1.2.14 - Среднее число дней с туманом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Жусалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 1.1.2.15.

Таблица 1.1.2.15 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Значение
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха, наиболее жаркого месяца года	+27,0
Средняя температура наиболее холодного месяца года	-11,2
Среднегодовая роза ветров, %	
С	16
СВ	20
В	18
ЮВ	6
Ю	7
ЮЗ	12
З	8
СЗ	13
Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5%, м/с	8,6

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) Кызылординская область относится к IV зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяют способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Активная ветровая деятельность в районе месторождения, как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере.

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

1.1.3 Поверхностные воды

На территории месторождения Западный Тузколь постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

Территория месторождения Западный Тузколь относится к Приаральско-Тургайско-Чу-Сарысуйскому сложному бассейну пластовых вод I порядка (I-5). Участок делится на Северо-Приаральский бассейн пластовых вод II порядка (I-5А) и Тургайский бассейн пластовых вод II порядка (I-5Б). Граница между бассейнами проходит по Главному Каратаускому разлому. Приаральско-Тургайско-Чу-Сарысуйский сложный бассейн пластовых вод I порядка занимает северную часть Кызылординской области.

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах засушливой зоны Казахстана, здесь поверхностный сток полностью отсутствует. Поэтому здесь подземные воды в промышленности имеют исключительно важное значение. Установлено, что подземные воды встречаются во всех стратегических комплексах, но естественные условия накопления их здесь крайне неблагоприятны. Это объясняется отсутствием поверхностных водоемов и стока, здесь выпадает ничтожное количество атмосферных осадков, почти полностью расходуемых на испарение и транспирацию растениями. Кроме этого, с поверхности данная территория сложена слабопроницаемыми континентальными отложениями со слабой водопроницаемостью из-за преобладания глинистых частиц.

По особенности литологии водовмещающих пород, условиям их залегания, движения и формирования подземных вод в геологическом разрезе района выделены водоносные подразделения:

- Водопроницаемый безводный современный пролювиальный горизонт;
- Локально-водоносный современный пролювиальный горизонт;
- Водоносный и локально-водоносный верхнечетвертичный аллювиальный горизонт;
- Водоносный нижнечетвертичный аллювиальный горизонт;
- Водопроницаемый безводный верхнеплиоценовый и нерасчлененный четвертичный эоловый горизонт;
- Локально-водоносный средне плиоценовый-верхнеолигоценовый горизонт N2 горизонт;
- Водоупорный эоцен нижнеолигоценовый горизонт;
- Водоносный сенон-палеоценовый комплекс;

- Водоносный туронский комплекс;
- Водоносный верхнеальб-сеноманский комплекс.

Водоносный сенон-палеоценовый комплекс является наиболее перспективным для организации централизованного технического водоснабжения предприятий нефтедобывающей отрасли.

В настоящее время данный водоносный комплекс широко используется для централизованного технического водоснабжения на нефтепромыслах Акшабулак Центральный и Южный, Арысское, Блиновское, Сарыбулак, Ашисай, Аксай, Нуралы, Юго-восточный Кызылкия и др.

На месторождении Западный Тузколь за период 2023 и 2024 гг. были отобраны и исследованы 15 проб пластовой воды.

Юго-Восточный свод.

Горизонт М-0-2-Б. Исследовано 1 проба воды со скважины ЗТ-381. Общая минерализация воды по горизонту составляет 23,5 г/дм^3 при удельной плотности воды 1,010 г/см^3, pH среда воды равна 7,53. Общая жесткость воды составило 154 мг-экв/дм^3. Содержание бария – 1013,4 мг/дм^3.

Горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б (2 пробы).* Общая минерализация вод с данных горизонтов в среднем составило 14,7 г/дм^3, при плотности 1,008 г/см^3, pH среда вод равная 7,03. Общая жесткость вод в среднем составляет 85,8 мг-экв/дм^3. Содержание бария – 848,2 мг/дм^3.

Горизонты М-0-1-Б+М-0-2-А (1 проба). Количественное солесодержание данной воды составило 14,9 г/дм^3 при плотности 1,007 г/см^3, pH среда воды нейтральная = 7,50. Общая жесткость воды 71,4 мг-экв/дм^3. В составе воды горизонта присутствует содержание бария который содержится 748 мг/дм^3.

Горизонты М-0-2-А-Б (1 проба). Было исследовано 1 проба со скважины ЗТ-300. Общая минерализация в данной пробе составляет 25,1 г/дм^3 при плотности 1,017 г/см^3, pH среда воды нейтральная = 6,46. Общая жесткость воды 74 мг-экв/дм^3. Содержание бария 1052,6 мг/дм^3.

Северо-западный свод

Горизонт А-1-4. Исследовано 1 проба со скважины ЗТ-51. Общая минерализация воды составляет 7,1 г/дм^3. Удельная плотность воды составило 1,000 г/см^3, pH среда воды = 7,88. Общая жесткость воды 33,4 мг-экв/дм^3. Содержание бария 410,6 мг/дм^3.

Горизонт М-0-3-А. Отобрано 1 проба со скважины ЗТ-212. Общее солесодержание данной воды составляет 53,7 г/дм^3. Удельная плотность воды составило 1,033 г/см^3, pH среда

воды = 7,27. Общая жесткость воды 109,8 мг-экв/дм^3. Содержание бария – 1063,7 мг/дм^3.

Горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б (2 пробы).* Было отобрано 2 пробы воды со скважины ЗТ-211. Общая минерализация данных вод в среднем составляет 19,5 г/дм^3. Удельная плотность вод составило 1,008 г/см^3, pH среда вод = 7,32. Общая жесткость вод достигает до 697,9 мг-экв/дм^3. Ионов бария содержатся в диапазоне от 611,3 мг/дм^3 до 784,6 мг/дм^3.

Горизонты М-0-3-А-Б (1 проба). Общая минерализация воды составило 43,5 г/дм^3. Удельная плотность воды составляет 1,020 г/см^3, pH среда воды = 7,30. Общая жесткость воды составляет 264,4 мг-экв/дм^3. В составе воде присутствует содержание ионов бария – 831,6 мг/дм^3.

Центральный свод

Горизонт М-0-2-Б (4 пробы). Общая минерализация вод в среднем составляет 28,6 г/дм^3, при диапазоне изменений от 10,9 до 26,8 г/дм^3. Удельная плотность воды составило в среднем 1,016 г/см^3, pH среда вод нейтральная = 6,64. Общая жесткость воды достигает до 219,9 мг-экв/дм^3. Содержание бария составило в среднем 722,4 мг/дм^3, при диапазоне от 523,6 до 863,9 мг/дм^3.

Горизонт М-0-3-А (1 проба). Общая минерализация воды составляет 33,3 г/дм^3, при плотности 1,018 г/см^3, pH среда воды нейтральная = 7,12. Общая жесткость воды составило 176,4 мг-экв/дм^3. Содержание бария – 816,4 мг/дм^3.

1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

На месторождении Западный Тузколь пробуренными скважинами вскрыты отложения протерозойско-палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. Породы фундамента вскрыты большинством скважин. По геологическому строению месторождение относится к сложным. Схема расчленения стратиграфических подразделений в предыдущих работах приводилась в соответствии с более изученным месторождением Кумколь и по пробуренным параметрическим, структурным скважинам на Арыскумском прогибе с учетом ранее проведенных геолого-съемочных и обобщающих тематических работ.

В Дополнении к проекту разработки расчленение стратиграфических горизонтов в скважинах проводилось в соответствии с ранее использованной и принятой на месторождении схемой. Пробуренные скважины не внесли значительных изменений в принятое представление о литолого-стратиграфической и тектонической характеристике месторождения, но уточнили представление о нефтегазоносности месторождения.

Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

<u>Протерозой-палеозойские отложения – PR-PZ</u>

Отложения домезозойского фундамента представлены нерасчлененными протерозой-палеозойскими отложениями толщиной от 9,5 м (скв. ЗТ-50) до 327 м (скв. ЗТ-50, ЗТ-62).

Отложения представлены метаморфическими (кварц-хлоритовые, кварц-биотитовые, хлорит-серицитовые сланцы и гнейсы) и карбонатными (известняки, доломиты) породами, а также конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части местами выветрелые и представлены корой выветривания, к которой приурочен продуктивный горизонт PZ.

Мезозойская группа – MZ

Мезозой в Арыскумском прогибе представлен отложениями юрской и меловой систем. На месторождении представлен, в основном, меловыми отложениями. Юрские отложения развиты только в погруженных частях месторождения.

Юрская система – J

Отложения юры занимают пониженные части месторождения и вскрыты только одной скважиной ЗТ-61, но присутствуют на не изученных скважинами относительно глубоких частях площади. Вскрытые скважиной ЗТ-61 отложения представлены терригенными породами (глины, песчаники, алевролиты), не расчленены на свиты и представлены как нерасчлененные верхне-юрские отложения. Их толщина в скважине ЗТ-61 составила 188,9 м.

Меловая система – К

Меловые отложения залегают с размывом и угловым несогласием на отложениях юры и палеозоя и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел – K_1

Неокомский надъярус – K_1nc

Регионально, в пределах Арыскумского прогиба, неокомские отложения выделяются в даульскую свиту (K_1d). На месторождении Западный Тузколь в разрезе неокома выделяются две толщи: нижняя, соответствующая нижнедаульской подсвите, и верхняя, соответствующая верхнедаульской подсвите. В основании нижней подсвиты выделяется регионально распространенный арыскумский горизонт.

Толща нижнего неокома – K_1nc_1

Нижнедаульская подсвита

Регионально, в основании отложений выделяется арыскумский горизонт, к которому по ряду структур приурочены продуктивные горизонты М-I и М-II.

На месторождении Западный Тузколь арыскумский горизонт не выделяется. Вскрытые отложения нижнего неокома сложены плотными красноцветными глинами, в

средней части – коричневыми глинистыми алевролитами и аргиллитами.

Общая толщина отложений нижнего неокома изменяется по скважинам от 6,7 м (скв. ЗТ-58) до 130,3 м (скв. ЗТ-62), в среднем 46,1 м.

Толща верхнего неокома – K_1nc_2

Верхнедаульская подсвита

Отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами, в нижней и средней частях представлены переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина верхнего неокома на месторождении составляет от 17,3 м (скв. ЗТ-93) до 306 м (скв. ЗТ-374), в среднем составляя 231 м. К песчаным пластам верхнего неокома приурочены продуктивные горизонты М-0-1-А, М-0-1-А', М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А’, М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б.

Апт - альбский ярусы – K_1a-al_{1-2}

Нерасчлененные аптский и альбский ярусы выделяются в *карачетаускую свиту ($K_1к$)*, которая регионально залегает с размывом на неокомских отложениях.

Карачетауская свита

Отложения карачетауской свиты сложены в нижней части сероцветными песками и слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части – темно-серыми глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты составляет от 157,3 м (скв. ЗТ-27) до 246,9 м (скв. ЗТ-150), в среднем 197,6 м.

К песчаникам этой свиты приурочены продуктивные горизонты А-1-1 и А-1-4.

Нижний-верхний отделы – K_{1-2}

Верхнеальбский-сеноманский ярусы – $K_{1-2}al_3$-s

Кызылкиинская свита (K_{1-2}kk)

Отложения представлены кызылкиинской свитой, залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты составляет от 116,9 м (скв. ЗТ-305) до 218,5 м (скв. ЗТ-57), в среднем 168,7 м.

Верхний отдел – K_2

Турон-сенонский ярусы – K_2t

Балапанская свита (K_2bl)

Верхнемеловые отложения залегают трансгрессивно на кызылкиинской свите. Отложения турона, представленные балапанской свитой и нерасчлененные отложения

сенона сложены в нижней части зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита, в верхней части – переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и глин с прослоями известняков в верхней части разреза.

Толщина верхнемеловых отложений регионально достигает 493 м.

Кайнозойская группа – KZ

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

Палеогеновая система – ₽

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыскумского прогиба. Палеоген представлен всеми отделами: палеоцен, эоцен и олигоцен, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему.

Палеоцен – ₽$_1$

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц-глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующихся в виде пластов и линз. Толщина отложений 0,5-12 м.

Эоцен – ₽$_2$

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

Отложения нижнего эоцена (₽$_2^1$) залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина отложений достигает 66 м.

Средний эоцен (₽$_2^2$) представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, залегающими несогласно на отложениях палеоцена и сенона. Толщина их 35-55 м.

Верхний эоцен (₽$_2^3$) залегает согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включением марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245 м.

Олигоцен – ₽$_3$

Представлен карсноцветными песчаниками, гравелитами, конгломератами с прослоями красноцветных алевролитов и глин толщиной 0-50 м.

Общая толщина отложений палеогена составляет около 80-150 м.

Нерасчлененные неоген – четвертичные отложения (N-Q)

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскумского прогиба. Толщина их от 0 до 20 м.

Тектоническая характеристика месторождения

Месторождение Западный Тузколь расположено в пределах южной части северо-восточного крыла Аксайской горст-антиклинальной зоны, осложненной глубинными разломами Акшабулакским и Нуралинским. Между этими разломами на домезозойском фундаменте наблюдается поднятие северо-западного простирания, названное Западно-Тузкольским (рисунок 1.1.5.1). В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении вскрыты почти всеми скважинами.

В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный. На данной стадии изученности, бурением изучен только собственно платформенный подэтаж.

Домезозойский структурный этаж

В Арыскумском прогибе, в том числе на месторождении Западный Тузколь главным структурным фактором нефтегазонакопления является тектоническое и геоморфологическое строение домезозойского структурного этажа.

По структурной карте отражающего горизонта PZ площадь месторождения является поднятием – Западно-Тузкольским, совпадающим здесь с границами Аксайской горст-антиклинали, расположенным между двумя впадинами грабен-синклиналями: Арыскумской с юго-запада и Акшабулакской с северо-востока.

Крайняя северо-восточная часть Арыскумской грабен-синклинали картируется узкой полосой (0,5-3 км) на всем юго-западном протяжении, где абсолютная отметка поверхности домезозойского фундамента колеблется от -1000 до -1850 м. Переход от грабен-синклинали к поднятию ограничен резким уступом, местами до 100-120 м. В центральной части вместо уступа проходит разлом, возможно, фрагменты Аксайского разлома (АСР). АСР граничит грабен-синклиналь от Аксайской горст-антиклинали. Амплитуда по разлому от первых 10 м до 40 м. Наблюдаемый на границе впадины и поднятия резкий уступ, по всей вероятности образовался из-за наличия крупного АСР.

На северо-восточной части поднятие Западный Тузколь постепенно переходит в Акшабулакскую грабен-синклиналь. Переход осложнен мелкими разломами,

субпараллельным с границей Р-1 и картируемые по направлению долин, водоразделов с незначительными амплитудами северо-восточного простирания (Р-2, Р-2’, Р-3, Р-3’, Р-9, Р-10 и фрагмент Акшабулакского разлома). Разлом Р-2 имеет аналогичное продолжение по долине юго-западного склона поднятия, переходящий и в Арыскумскую грабен-синклиналь.

Абсолютная отметка поверхности домезозойского поднятия на Акшабулакской грабен-синклинали на изученной ее части колеблется от -1500 до -2300 м.

Западно-Тузкольское поднятие вытянуто в северо-западном направлении и имеет ширину по изогипсе -1300 м от 3,5-4,0 до 6,5 км, расширяясь в центральной части до 9,0 км, где изогипса -1300 м переходит уже во впадину. Оно с северо-запада на юго-восток постепенно поднимается и расширяется. Если в районе скважин ЗТ-2 и ЗТ-5 абсолютная высота поверхности домезозойского поднятия составляет -1229,7 и -1250,6 м, при ширине около 3,5 км, то на юго-востоке в районе скважины ЗТ-120 и ЗТ-121 она поднимается до -823 и -872 м и расширяется более 9,0-9,5 км. На этом отрезке наблюдается влияние разрывных нарушений субмеридионального направления, которые относятся к зоне крупного Акшабулакского разлома (АБР).

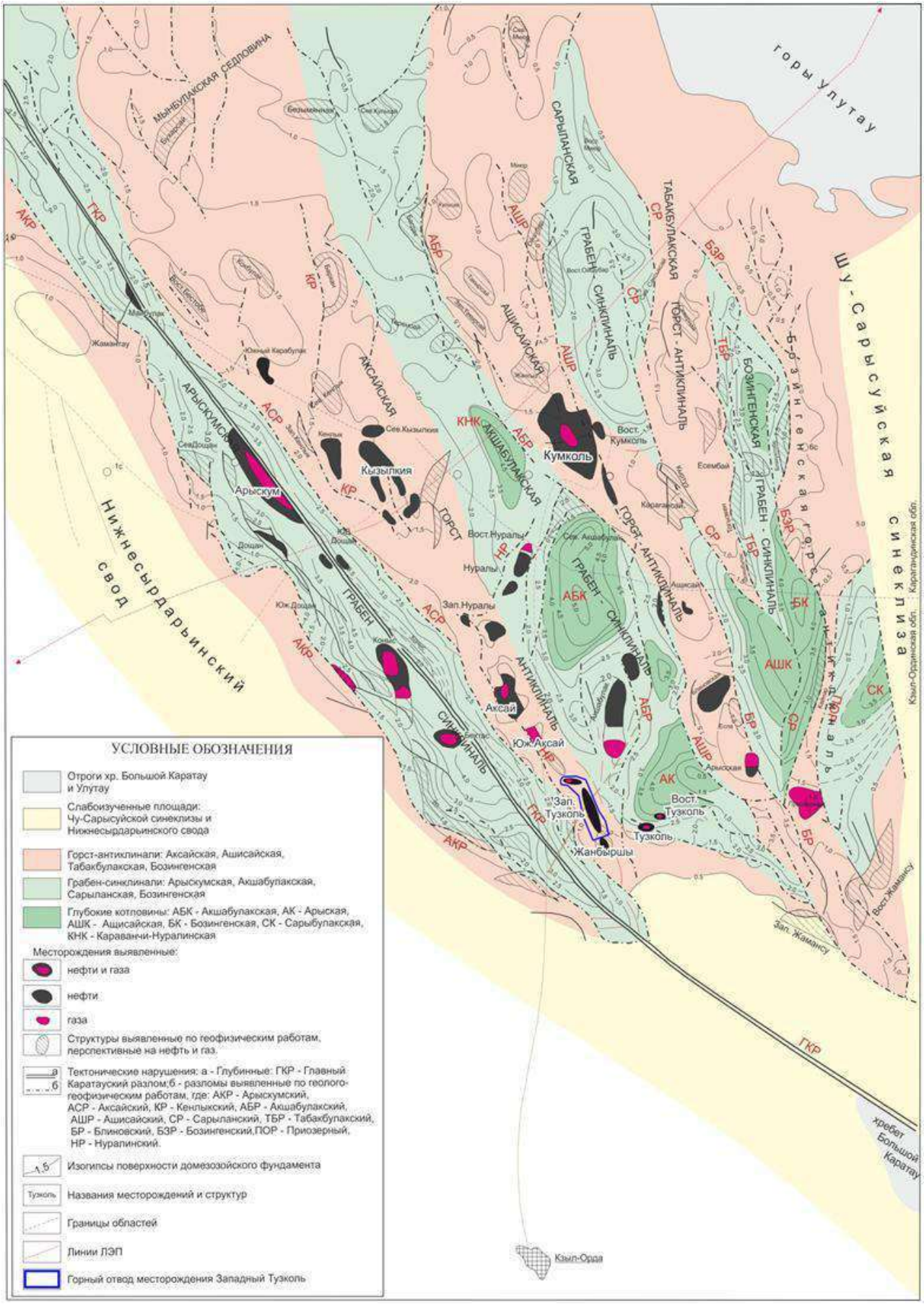


Рисунок 1.1.5.1 - Тектоническая схема Арыскумского прогиба

В связи с этим конфигурация Западнотузкольского поднятия начинает приобретать субмеридиональное направление, особенно узкие водоразделы, хотя осевая линия антиклинальной структуры сохраняет общее Западно-Тузкольское северо-западное простирание до АБР. К востоку от АБР вся антиклинальная складка приобретает субширотное тузкольское простирание, с абсолютными отметками до -460 м.

Западно-Тузкольское поднятие состоит из мелких куполовидных структур, размеры которых от 0,25-1,0 км (в поперечнике), до слегка удлиненных длиной от 0,7 до 1,5 км, шириной 0,5-1,0 км. Амплитуда локальных куполов (для Северо-Западного и Центрального сводов по изогипсе -1300 м) от 50-100 до 300-350 м. Для Юго-Восточного свода по изогипсе -1000 м колеблется от 60-140 м до 200 м.

На изученной части поднятия можно выделить 3 группы сближенно расположенных куполовидных структур, которые между собой разделены более низкими по отметке седловинами, долинами-впадинами, которые для удобства названы сводами: Северо-Западный, Центральный, Юго-Восточный.

Первая группа выделяется на северо-западной части месторождения и названа **Северо-Западный свод** (**СЗС**) (в районе скважин ЗТ-: 2, 3, 5, 20, 22, 26, 31, 32, 41, 45, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 63, 89, 100, 101, 102, 103, 104, 106, 110, 113, 114, 115, 116, 117, 150, 152, 153, 155, 156, 157, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 213, 214, 216, 218, 234), который состоит из трех куполовидных сближенных структур, при сводовых частях которых пробурены перечисленные скважины. Структура в районе скважин ЗТ-32, ЗТ-2, ЗТ-51, ЗТ-55 и других удлинена с севера на юг, ее длина по изогипсе -1280 м составляет более 7 км, ширина 1,5-2,5 км, амплитуда 50 м. В районе скважин ЗТ-5, ЗТ-45 и ЗТ-54 структура удлинена ближе в северном направлении, по изогипсе -1240 м длина около 4,0 км и ширина от 0,75 до 1,75 км. Амплитуда 42 м. К северу, западу и востоку от этих структур располагаются глубокие впадины, а юго-востоку через седловины переходит к третьей куполовидной структуре. Третья структура имеет сложную якорообразную форму (в районе скважин ЗТ-: 3, 20, 26, 31, 41, 49, 56, 57, 58 и 63). Длинная центральная часть «якоря» имеет северо-северо-западное направление (ЗТ-56, ЗТ-57 и ЗТ-41), длина ее 7,0 км по изогипсе -1240 м, при ширине от 0,5 до 3,0 км. Амплитуда до 80 м. Западная ветвь (скважины ЗТ-49 и ЗТ-57) имеет субширотное направление и имеет длину по изогипсе -1240 м около 3,0 км, при ширине 0,5-1,0 км. Восточная ветвь имеет северо-восточное направление (ЗТ-63, ЗТ-3 и ЗТ-26), длина по изогипсе -1240 м 5,0 км, ширина 0,6-2,5 км. Амплитуда 80 м.

К югу от Северо-Западного свода выделяется **Центральный свод (ЦС)** или **вторая**

группа куполовидных структур, которая сужается по отношению с предыдущими и южными сводами до 3,5-5,0 км. Центральный свод выделен в районе скважин ЗТ-: 1, 4, 6, 7, 10, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 24, 25, 27, 28, 29, 30, 62, 66, 90, 96, 107, 108, 109, 111, 112, 118, 130, 250, 253, 259, 260, 262, 270, 271, 272, 273, 275, 279, 280, 282, 287, 290, ЮА-1 и Т-3. В северной части Центрального свода (скв. ЗТ-: 107, 1, 6, 112 и другие) выделены два сближенных куполовидных поднятия, соединенных по изогипсе -1120 м. Структуры удлиненные, северо-восточного простирания. Длина западной (ЗТ-30, ЗТ-1 и ЗТ-19) структуры 3,25 км, ширина 0,5-1,0 км, амплитуда 110 м.

Длина западной (скв. ЗТ-30, ЗТ-1 и ЗТ-19) структуры 3,25 км, ширина 0,5-1,0 км, амплитуда 110 м. Длина восточного (скв. ЗТ-6, 17) поднятия 3,7 км, ширина от 0,5 до 2,0 км, амплитуда 60 м.

В центральной части описываемого свода расположено (в районе скважин ЗТ-: 4, 7, 13, 14, 15 и 16) одно куполовидное удлиненное поднятие, которое имеет субширотное направление и его длина по изогипсе -1080 м равна 6,0 км, при ширине от 1,0 до 1,7 км. Амплитуда 60 м.

В южной части свода (скважины ЗТ-: 7, 10 и 24) выделено поднятие, которое напоминает латинскую букву «L». Длина меридиональной части (скв. ЗТ-27, ЗТ-24) по изогипсе -1040 м равна 5,5 км, ширина от 0,5 до 2,5 км, амплитуда 100 м. Длина субширотной части около 2,5 км, ширина до 1,1 км. Амплитуда 10-15 м. К югу Центральный свод переходит к следующему Юго-Восточному своду через узкую седловины.

Юго-Восточный свод (ЮВС) или **третья группа** куполовидных структур расположен в южной части месторождения и ось немного смещена на юго-восток, выделен в районе скважин ЗТ-: 8, 9, 40, 42, 43, 48, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 80, 82, 83, 88, 91, 93, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 302, 304, 305, 307, 311, 314, 315, 317, 322, 326, 327, 331, 332, 333, 334, 335, 337, 343, 345, 346, 347, 348, 351, 352, 353, 354, 356, 357, 358, 359, 360, 362, 371, 372, 373, 374, 379, 381, 383, 405, 412. Свод осложнен разломом Р-16 северо-восточного простирания и в связи с этим некоторые куполовидные поднятия приобретают такие направления, хотя сохраняется общее субмеридиональное простирание Западнотузкольского поднятия. Разлом Р-16 делит ЮВС на два крупных поднятия. Первое северное поднятие имеет дугообразную форму, выпуклая сторона смотрит на восток, где также немного удлинена. С юга поднятие срезано разломом Р-16. В южной части ЮВС еще один разлом (Р-14). Эти разломы относятся к зоне Акшабулакского глубинного разлома. Амплитуда по разлому Р-16 от 10 до 80 м. По разлому юго-восточный блок опущен. Разлом Р-14 проходит по уступу, картируемый на границе Западнотузкольского поднятия с

Арыскумской грабен-синклиналью, с амплитудой от первых 10 метров до 160 м. Длина первого поднятия по изогипсе -1000 м и по дуге 6,5 км, ширина от 2,5 до 6,5 км. К юго-востоку от разлома Р-16 через седловину (амплитуда до 80 м) выделяется второе поднятие, и выделено в районе скважин ЗТ-: 43, 72, 73, 82, 83, 88, 124 и 125. Структура уже приобретает северо-восточное направление, совпадающее с направлением Акшабулакского разлома. Длина поднятия по изогипсе -1000 м около 5,0 км, ширина от 1,5 км на северо-востоке до 2,0 км на юго-западе. На юго-западе разделяется на два поднятия, соединенные по изогипсе -920 м. Амплитуда доходит 70 м.

Платформенный структурный этаж

Рифтогенный структурный подэтаж. В строении подэтажа участвуют юрские отложения, которые на месторождении бурением практически не изучены. Отложения юры слагают глубокие котловины-впадины, палеодолины.

Собственно платформенный структурный подэтаж. На рифтогенном структурном подэтаже и домезозойском фундаменте с несогласием залегают отложения платформенного подэтажа, сложенные терригенными образованиями меловой, палеогеоновой, неоген – четвертичной систем. Отложения этого структурного подэтажа откартированы, практически на всей площади Арыскумского прогиба и залегают со стратиграфическим несогласием на юрских, палеозой – протерозойских образованиях. Они обычно менее дислоцированы, осложнены разломами сбросово-взбросового типа, в большей части территории повторяют выделенные тектонические структуры, описанные в предыдущем разделе.

На месторождении Западный Тузколь отложения верхней части нижнего неокома разными слоями перекрывают домезозойский фундамент. Терригенные породы нижнего неокома отлагались на неровном палеорельефе домезозоя, повторяя все его очертания. Поэтому наблюдаются аналогичные куполовидные структуры, описанные в домезозойском структурном этаже. Эти складки первоначально появились в виде облекания и затем, в последующих не значительных активизациях, были немного осложнены. Наблюдаемые в разрезе меловых отложениях куполовидные структуры имеют гораздо меньшую амплитуду, с более пологими сводами, чем в домезозойских образованиях. На структурной карте по кровле верхнего неокома (граф. прил. 2) выделяются также 3 группы куполовидных структур, которые почти совпадают с вышеописанными с незначительными отличиями в формах и амплитуде.

Ниже приводятся их параметры, степень изменения по сравнению с поверхностью домезозойского фундамента.

Первая группа локальных куполовидных структур (Северо-Западный) остались в

таком же количестве (3), размеры первых двух (у основания) также почти не изменились, амплитуда куполов уменьшилась и равна 45-50 м (здесь и далее по изогипсе -950 м, по карте кровли отложений нижнего неокома). Третья структура («якореобразная») представлена из 6 мелких, локальных куполовидных поднятий. Размеры колеблются от 0,14×0,20 до 1,25×0,75 км, амплитуда 30-45 м. Здесь откартированы разломы Р-1, Р-2, Р-2’, Р-3, Р-3’ и Р-4. Они осложняют склоны долин, водоразделов и имеют амплитуду до первых десятков метров. Происхождение этих разломов не ясны, скорее связаны местными эрозионными процессами: оползни, обвалы и т.д.

В центральной группе (Центральный свод) количество сводов четыре. На восточной части выделились 3 мелкие (от 0,2×0,09 до 0,31×0,23 км) структуры. Амплитуда структур 75-80 м. Здесь также картируются «местные» разломы: Р-7 и Р-7’ за пределами самого свода, на его юго-западном склоне.

В южной группе (Юго-Восточный) выделяются 3 крупных поднятий. Здесь структуры имеют северо-восточные направления. Здесь картируются разломы, Р-8, Р-8’, Р-9, Р-10, Р-11, Р-13, Р-14, Р-15, Р-16, Р-17, Р-18, Р-19, которые практически не меняют структурные формы и имеют амплитуду редко 10-15 м, в основном первые метры.

Нефтегазоносность

На месторождении Западный Тузколь нефтеносность связана с нерасчлененными апт-альбскими (продуктивные горизонты А-1-1 и А-1-4) и верхненеокомскими отложениями (продуктивные горизонты М-0-1-А, М-0-1-А', М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А’, М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б), а также с выветрелой верхней частью разреза палеозой-протерозойских отложений (продуктивный горизонт PZ).

По литологическому составу породы-коллекторы продуктивных горизонтов относятся к терригенным. Флюидоупорами над пластами-коллекторами являются глины и плотные аргиллиты.

По кровле домезозойских отложений на территории месторождения выделяется 3 группы куполовидных структур, разделенных седловинами и впадинами: Северо-Западный свод, Центральный свод и Юго-Восточный свод. В отложениях платформенного чехла наблюдаются соответствующие куполовидные структуры, образованные складками облекания. По каждому из данных 3 сводов, в свою очередь, выделяются более мелкие локальные куполовидные структуры, к которым приурочены отдельные нефтяные и газонефтяные залежи с разными уровнями межфлюидных контактов. Пласты-коллекторы продуктивных горизонтов обладают высокой неоднородностью и фациальной изменчивостью по площади и разрезу месторождения. Залежи зачастую осложнены

многочисленными, и в ряде случаев обширными, зонами замещения коллекторов, тектоническими нарушениями и выступами домезозойских отложений. Высокая неоднородность также наблюдается по коллекторским свойствам и продуктивности пластов.

На месторождении выделено всего 11 продуктивных горизонтов: А-1-1, А-1-4, М-0-1-А, М-0-1-А', М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А', М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б, PZ.

В Пересчете запасов в разрезе продуктивных горизонтов выделено всего 97 залежей, в том числе 94 нефтяных и 3 газонефтяных: А-1-1 – 1 нефтяная залежь; А-1-4 – 2 нефтяные залежи; М-0-1-А – 9 нефтяных залежей; М-0-1-А' – 1 нефтяная залежь; М-0-1-Б – 9 нефтяных залежей; М-0-2-А – 13 нефтяных залежи; М-0-2-А' – 15 нефтяных залежи; М-0-2-Б – 21 нефтяная залежь; М-0-3-А – 8 нефтяных залежей; М-0-3-Б – 6 нефтяных залежей; PZ – 9 нефтяных залежей и 3 газонефтяных залежи.

Наибольшее количество залежей было выделено в пределах Северо-Западного свода – всего 41 залежь, в пределах Центрального свода выделена 21 залежь, в пределах Юго-Восточного свода – 35 залежей.

По данным бурения и опробования скважин были выделены 6 новых залежей: М-0-1-А – 1 нефтяная залежь (район скв. ЗТ-361); М-0-1-Б – 1 нефтяная залежь (район скв. ЗТ-368); М-0-2-А – 1 нефтяная залежь (район скв. ЗТ-368); М-0-2-А’ – 1 нефтяная залежь (район скв. ЗТ-368); М-0-2-Б – 2 нефтяные залежи (район скв. ЗТ-263, район скв. ЗТ-309).

Сведения о нефтегазоносности были детально проанализированы и использованы в качестве основы для утвержденного Пересчета запасов. При составлении настоящего раздела эти сведения были уточнены и дополнены по результатами бурения и опробования скважин после работы: скв. ЗТ-12, ЗТ-171, ЗТ-191, ЗТ-192, ЗТ-193, ЗТ-195, ЗТ-196, ЗТ-209, ЗТ-211, ЗТ-212, ЗТ-215, ЗТ-251, ЗТ-255, ЗТ-261, ЗТ-263, ЗТ-274, ЗТ-285, ЗТ-291, ЗТ-300, ЗТ-306, ЗТ-308, ЗТ-309, ЗТ-312, ЗТ-324, ЗТ-330, ЗТ-339, ЗТ-350, ЗТ-361, ЗТ-364, ЗТ-368, ЗТ-375.

С учетом новых данных бурения было уточнено представление о строении структуры, площадное распространение ранее выделенных залежей, положение межфлюидных контактов. За основу при структурных построениях приняты карты по отражающим горизонтам K_1nc_2 и PZ, уточненные по данным бурения.

Ниже приводится описание строения продуктивных горизонтов, характеристики выявленных в них залежей с обоснованием водонефтяных контактов, описание изменений по продуктивным горизонтам и отдельным залежам. Залежи пронумерованы в пределах каждого свода и горизонта, и в скобках – номер залежи из общего числа залежей в предыдущих отчетах, по части залежей названия залежей приводятся как в районе соответствующих скважин.

По ряду скважин, пробуренных после 2016 г., в результате анализа данных ГИС, добычи по скважинам, и с учетом принятых уровней ВНК по залежам выделяются обводненные пласты.

Горизонт А-1-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами.

По горизонту А-1-1 выделена одна большая нефтяная залежь на Северо-Западном своде. В разрезе горизонта прослеживается от 1 до 15 пластов коллекторов, в целом по горизонту средний коэффициент расчлененности составляет 5,8, коэффициент песчанистости – 0,550 д.ед. Общая толщина горизонта изменяется от 13,4 до 53,4 м, в среднем 35,9 м, толщина горизонта увеличивается в юго-восточной части структуры. Общие эффективные толщины варьируют от 0,9 м до 45,6 м.

Северо-Западный свод

Залежь 1(1)

Залежь вскрыта 49 скважинами: в 4 скважинах вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы, в 45 скважинах – нефте- и водонасыщенные. В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурены скважины ЗТ-171, ЗТ-191, ЗТ-192, ЗТ-193, ЗТ-195, ЗТ-196.

Опробованием продуктивность подтверждена в 35 скважинах, полученные дебиты нефти изменяются в широких пределах: 1,77-241,5 $м^3$/сут. По 13 объектам опробования получены фонтанные притоки нефти. Притоки воды из водонасыщенной части разреза получены в скважинах ЗТ-: 2, 47, 52. В скважине ЗТ-160 из нижнего интервала перфорации 859-864 м (-694,6-699,6 м) был получен приток нефти с водой, что может быть обусловлено подтягиванием воды из водонефтяной части залежи в процессе свабирования.

Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -720,2 м в скважине ЗТ-55.

По ГИС прямой водонефтяной контакт отбивается в 9-ти скважинах. В скважине ЗТ-168 ВНК отбивается на отметке -722,8 м, что является наиболее низкой отметкой нефтенасыщенных коллекторов по ГИС. В скважине ЗТ-165 прямой ВНК по ГИС фиксируется на отметке -718,6 м, данная отметка соответствует наиболее высокой кровле водонасыщенных пластов. Ранее принятый уровень ВНК изменялся в пределах -720,3-721,0 м. Уровень ВНК принят до отметок -718,6-722,8 м. В чисто нефтяной зоне находятся всего 4 скважины, большая площадь залежи представлена водонефтяной зоной.

В пробуренных скважинах насыщения пластов-коллекторов по ГИС укладываются в принятое положение ВНК.

В скважине 171 проведено опробование интервала перфорации 862-867 м (-702-707

м), в результате которого получено 27,92 м³ нефти.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 2,1 м до 27,0 м, в среднем по скважинам – 12,1 м.

Площадь нефтеносности составляет 6856 тыс.м^2. Размеры залежи 3,5×3,6 км, высота залежи – 37,8 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически нарушенная.

Горизонт А-1-4 вскрыт всеми пробуренными скважинами.

По горизонту А-1-4 выделены две нефтяные залежи: одна на Северо-Западном своде и одна небольшая залежь в районе новой скважины ЗТ-93 на Юго-Восточном своде. В разрезе горизонта прослеживается от 1 до 18 пластов коллекторов, в целом по горизонту средний коэффициент расчлененности составляет 5,2, коэффициент песчанистости – 0,467 д.ед. Общая толщина горизонта изменяется от 11,9 до 61,2 м, в среднем 33,2 м. Общие эффективные толщины варьируют от 0,9 м до 54,3 м.

Северо-Западный свод

Залежь 1(2)

Контур залежи был закартирован на данных 32 скважин, из них в 1 скважине (ЗТ-161) вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы и в 31 скважине – нефте- и водонасыщенные. В скважине ЗТ-165 расположенной в центральной части залежи коллекторы не выделены.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурены скважины ЗТ-171, ЗТ-191, ЗТ-192, ЗТ-195, ЗТ-196, а также скважина ЗТ-193 на границе контура.

Опробованием продуктивность подтверждена в 13 скважинах, в которых получены притоки нефти дебитами 3,2-230,6 м^3/сут. По большинству объектов опробования притоки нефти фонтанные, с высокими дебитами. Приток воды из водонасыщенной части разреза получен в скважине ЗТ-110, расположенной непосредственно у контура залежи. Также приток воды получен из нижнего интервала опробования в скважине ЗТ-153, находящейся в водонефтяной зоне залежи. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -839,1 м в скважине ЗТ-52.

По ГИС прямой водонефтяной контакт отбивается в двух скважинах ЗТ-47 и ЗТ-163 на отметках -838,2 м и -842,3 м, соответственно. Самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов по ГИС составляет -842,3 м в скважине ЗТ-163, самая высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов -837,1 м в скважине ЗТ-116. Уровень ВНК принят в пределах -837,1-842,3 м.

Из пробуренных за период скважин скважины ЗТ-193, ЗТ-195 и ЗТ-196 вскрыли водонасыщенные пласты-коллекторы с отметок -853,8 м, -839,7 м, -839,3 м, соответственно.

Скважины ЗТ-171, ЗТ-191, ЗТ-192 вскрыли нефте- и водонасыщенные пласты-коллекторы, причем подошва нижних нефтенасыщенных пластов отбивается на абсолютных отметках -838,4 м, -835,2 м и -838,5 м, соответственно, что укладывается в принятое положение контакта.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,6 м до 18,4 м, в среднем по скважинам – 6,3 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 3957 тыс.м^2, уточненная – 3850 тыс.м^2. Размеры залежи около 2,3×2,3 км, высота залежи – 26,4 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически нарушенная, осложнена зоной литологического замещения.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-93

В районе скважины ЗТ-93 установлена небольшая по площади залежь в пределах небольшого обособленного свода. При опробовании интервала 666-673 м (-511,8-518,8 м) получен приток нефти дебитом 22,5 м^3/сут и пластовой воды. По ГИС выделены только нефтенасыщенные коллекторы до отметки -524,4 м. Так как водонасыщенные коллекторы в скважине не вскрыты, уровень ВНК принят условно на отметке -524,4 м. Однако, получение воды при опробовании указывает на близость контакта к вскрытому интервалу.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине ЗТ-93 составляет 5,4 м. Площадь залежи – 241 тыс.м^2, размеры – 0,4×0,7 км, высота – 11,6 м. Залежь пластовая, сводовая.

<u>Горизонт М-0-1-А</u>

Горизонт М-0-1-А вскрыт 197 скважинами, одна скважина ЗТ-93 попадает в область выступа домезозойского фундамента. Всего по горизонту выявлено 10 залежей нефти в пределах Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов.

В разрезе горизонта выделяется от 1 до 10 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 3,3, коэффициент песчанистости – 0,225 д.ед.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,5 до 36,2 м, в среднем 24,9 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,7 м до 15,7 м.

В пробуренных скважинах нефтенасыщенные по данным ГИС пласты вскрыты в скважинах ЗТ-192, ЗТ-193, ЗТ-261, ЗТ-361, водонасыщенные – в скважинах ЗТ-171, ЗТ-195, ЗТ-196, ЗТ-12, ЗТ-212, ЗТ-300, ЗТ-368, в скважинах ЗТ-191, ЗТ-293, ЗТ-215, ЗТ-211, ЗТ-251, ЗТ-255, ЗТ-263, ЗТ-274, ЗТ-285, ЗТ-291, ЗТ-306, ЗТ-308, ЗТ-309, ЗТ-312, ЗТ-330, ЗТ-339, ЗТ-324, ЗТ-364, ЗТ-350, ЗТ-375 коллекторы не выделены.

Северо-Западный свод

Залежь 1(3)

Залежь вскрыта 21 скважиной. В 10 скважинах по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, в 11 скважинах – нефте- и водонасыщенные, в 2 скважинах коллекторы не вскрыты.

Опробование залежи горизонта проведено в скважинах ЗТ-2 и ЗТ-22. В скважине ЗТ-2 промышленный приток нефти дебитом 12,6 м^3/сут получен из интервала 1118-1121 м (-965,7-968,7 м). Из интервала 1124-1126 м (971,7-973,3 м) в водонасыщенной части разреза получено 33,6 м^3 пластовой воды. В скважине ЗТ-22 совместно из горизонтов М-0-1-А и М-0-1-А' получен приток нефти дебитом 126 м^3/сут.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-167 и составляет -974,5 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -969,8 м в скважине ЗТ-163. Уровень ВНК принят в пределах отметок -969,8-974,5 м.

В пределах ранее установленного контура нефтеносности залежи были пробурены скважины ЗТ-192, ЗТ-193 и ЗТ-195. В скважине ЗТ-195 выделены водонасыщенные по данным ГИС пласты-коллекторы с абсолютной отметки -972,3 м, что скорректировало геометрию контура нефтеносности. В скважинах ЗТ-192 и ЗТ-193 нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до абсолютных отметок -970,1 м и -966,3 м, соответственно.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,3 м до 11,0 м, в среднем по скважинам составляя 4,8 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1829 тыс.м^2, уточненная – 1814 тыс.м^2. Размеры залежи – 2,3×1,3 км, высота залежи – 24,6 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-166

По скважине ЗТ-166 выявлена нефтяная залежь в пределах склона купола, в районе скважин ЗТ-166 и ЗТ-200. Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-166, в которой по ГИС в кровле горизонта выделяется нефтенасыщенный пласт толщиной 0,8 м. С северо-востока и юго-запада залежь экранирована зонами литологического замещения в районе скажины ЗТ-45 и ЗТ-101. Опробование не проводилось. Подошва нефтенасыщенного пласта в скважине ЗТ-166 находится на отметке -950,0 м. В скважине ЗТ-200 выделены водонасыщенные коллекторы с отметки -948,3 м. Таким образом, уровень ВНК принят в пределах отметок -948,3-950,0 м.

Площадь залежи составила 788 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,0×1,1 км, высота залежи составляет около 10 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-173

По данным бурения скважины ЗТ-173 оконтурена небольшая залежь нефти, отделенная от залежи 1(3) нарушением Р-2. Опробование в скважине ЗТ-173 не проводилось, по данным ГИС выделяются нефте- и водонасыщенные коллекторы. Подошва нефтенасыщенных коллекторов отбивается на отметке -963,0 м, по которой и принят уровень ВНК. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,5 м. Площадь нефтеносности равна 47 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,2×0,2 км, высота залежи – более 3 м. Залежь водоплавающая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-172

По скважинам ЗТ-170, и ЗТ-172, оконтурена новая небольшая залежь нефти, отделенная от залежи 1(3) неглубоким прогибом в районе скважин ЗТ-100 и ЗТ-168, в которых выделены водонасыщенные коллекторы в подошве горизонта. Опробование в скважинах ЗТ-170 и ЗТ-172 проведено совместно с горизонтом М-0-1-А'. В скважине ЗТ-172 получен приток нефти дебитом 7,0 м^3/сут. В скважине ЗТ-170 получен непромышленный приток нефти с пластовой водой. В скважине ЗТ-100 при индивидуальном опробовании из интервала 1121-1125 м (-966,6-970,6 м) получено 18,36 м^3 пластовой воды.

В скважине ЗТ-170 по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -956,8 м. В скважине ЗТ-172 выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметок -960,7 м и водонасыщенные коллекторы с отметок -962,4 м. Уровень ВНК по данным ГИС и опробования принят на отметке -960,7 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 2,8 м до 3,4 м, в среднем по скважинам – 3,1 м. Площадь нефтеносности равна 78 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,2×0,4 км, высота залежи порядка 10 м. Залежь пластовая, сводовая.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(4)

Залежь вскрыта 7 скважинами. В контуре ранее принятых запасов пробурена скважина ЗТ-261. В 5 скважинах по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, в 2 скважинах – нефте- и водонасыщенные. Залежь с юго-востока ограничена обширной зоной отсутствия коллекторов. Опробованием продуктивность подтверждена в скважинах ЗТ-1, ЗТ-6 и ЗТ-17, полученные дебиты нефти составили от 2,2 м^3/сут до 15,0 м^3/сут. Безводный приток нефти получен в скважине ЗТ-1 из кровельной части залежи до отметки -887,7 м.

В скважине ЗТ-259 подошва нефтенасыщенных коллекторов фиксируется на отметке -908,5 м. Уровень ВНК принят на отметке -908,5 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-259. В скважине ЗТ-261 подошва обводненных

нефтенасыщенных по ГИС коллекторов фиксируется на отметке -898,9 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,8 м до 5,6 м, в среднем по скважинам – 2,7 м. Площадь нефтеносности составляет 1453 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,2×2,0 км, высота залежи – 21,3 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-345

Залежь нефти оконтурена по данным бурения скважин ЗТ-337, ЗТ-345 и ЗТ-359. Залежь с востока, юга и запада ограничена зоной литологического замещения. В скважине ЗТ-337 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах ЗТ-345 и ЗТ-359 – нефтеводонасыщенные. Опробование не проводилось. Отметка ВНК принята на глубине -733,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-359. Наиболее высокая отметка водонасыщенных коллекторов составляет -734,5 м в скважине ЗТ-359. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах 1,0-1,9 м, в среднем – 1,3 м. Площадь залежи – 364 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×1,1 км, высота залежи – 13 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-361

В пробуренной скважине ЗТ-361 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -739,1 м, на которой условно предполагается положение водонефтяного контакта залежи. Толщина коллекторов 0,8 м. Площадь залежи – 47 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,2×0,3 км, высота залежи около 5 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

Залежь 1(5)

Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-42. Новых скважин по залежи пробурено не было. Залежь ограничена зонами литологического замещения коллекторов с севера и юго-запада. В скважине ЗТ-42 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -761,4 м, с общей эффективной толщиной 7,6 м. Водонасыщенные коллекторы не вскрыты. При опробовании получен безводный приток нефти дебитом 21,08 м^3/сут до отметки -753,0 м. Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных пластов на отметке -761,4 м.

Площадь нефтеносности составляет 1040 тыс.м^2. Размеры залежи – около 1,1×1,5 км, высота залежи – 13 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь 2(6)

Залежь вскрыта 9 скважинами.

Все скважины вскрыли только нефтенасыщенные коллекторы, водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов по ГИС составляет -779,2 м в скважине ЗТ-82. Опробованием продуктивность подтверждена в 6 скважинах, получены притоки нефти дебитами 2-14 $м^3$/сут. Нижняя отметка получения безводной нефти составляет -775,1 м в скважине ЗТ-82. Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных пластов в скважине ЗТ-82 на глубине -779,2м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,2 м до 7,3 м, в среднем по скважинам – 3,5 м. Площадь нефтеносности составляет 6046 тыс.$м^2$. Размеры залежи около 2,6×3,5 км, высота залежи – 72,5 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь 3(7)

В контуре залежи находится одна скважина ЗТ-91. В районе скважины ЗТ-91 картируется обособленный купол небольших размеров. Уровень ВНК составляет -636,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-91. Опробование проведено в интервале 791-793 м (-634,9-636,9 м), получен приток нефти дебитом 2,24 $м^3$/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 1,6 м. Площадь нефтеносности составила 57 тыс.$м^2$. Размеры залежи около 0,2×0,3 км, высота залежи – 1,6 м. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт М-0-1-А'

Горизонт М-0-1-А' выделен в скважинах Северо-Западного свода и приурочен к подошвенной пачке ранее выделенного горизонта М-0-1-А. По Центральному и Юго-Восточному сводам данная пачка сливается с горизонтом М-0-1-А. В разрезе горизонта М-0-1-А' выделена одна большая залежь нефти на Северо-Западном своде. В разрезе горизонта выделяется от 1 до 5 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 1,5, коэффициент песчанистости – 0,636 д.ед. Общая толщина горизонта изменяется от 2,0 до 14,2 м, в среднем 5,9 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,6 м до 10,8 м.

Северо-Западный свод

Залежь в районе скважины ЗТ-2

Залежь вскрыта 26 скважинами. В 16 скважинах по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, в 10 скважинах – нефте- и водонасыщенные. Залежь располагается по обе стороны от тектонического нарушения Р-2, сливаясь в единый резервуар с юга от нарушения (в районе скважины ЗТ-177). Залежь с востока и юго-востока граничит с обособленными зонами замещения коллекторов. Промышленные притоки нефти при опробовании получены в 7 скважинах. Из них в 3 скважинах (ЗТ-: 22, 172, 153) опробование проводилось совместно

с горизонтами М-0-1-А и М-0-1-Б. Полученные дебиты нефти изменяются от 7,0 $м^3$/сут до 144 $м^3$/сут. Приток воды из водонасыщенной части разреза получен в скважинах ЗТ-53, ЗТ-110, ЗТ-155, ЗТ-172. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -980,7 м в скважине ЗТ-2, верхняя отметка получения воды по опробованию в скважине ЗТ-155 составляет -981,3 м.

По ГИС прямой водонефтяной контакт отбивается в 7 скважинах (ЗТ-: 113, 114, 157, 162, 164, 165, 168) в пределах отметок -975,4-980,6 м. Самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов по ГИС составляет -983,7 м в скважине ЗТ-100, самая высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов равна -972,8 м в скважине ЗТ-200. Таким образом, уровень ВНК по залежи колеблется в пределах отметок -972,8-983,7 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи попали скважины ЗТ-171, ЗТ-192, ЗТ-193. Скважины ЗТ-171 и ЗТ-193 попадали в приконтурную часть залежи и по данным ГИС вскрыли водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютных отметок -978,1 м и -978,7 м, соответственно, что не противоречит принятому интервалу контакта. За счет бурения этих скважин произшла небольшая корректировка положения ВНК на плане. Скважина 192 вскрыла нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -976,1 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,6 м до 5,5 м, в среднем по скважинам – 3,5 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 3418 тыс.$м^2$, уточненная – 3398 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 1,9×3,3 км, высота залежи – 13,0 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически нарушенная, литологически экранированная.

Горизонт М-0-1-Б

По горизонту выявлено 10 нефтяных залежей на Северо-Западном, Центральном и Юго-Восточном сводах. Две скважины ЗТ-91 и ЗТ-93 попадают в область выступа фундамента. В разрезе горизонта выделяется от 1 до 8 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 3,3, коэффициент песчанистости – 0,280 д. ед. Общая толщина горизонта изменяется от 8,0 до 31,5 м, в среднем 18,6 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,5 м до 12,1 м.

Северо-Западный свод

Залежь 1(8)

В контур залежи 1 попадают 17 скважин, из них в 2 скважинах по ГИС выделены только нефтенасыщенные коллекторы и в 15 скважинах – нефте- и водонасыщенные.

Продуктивность подтверждена опробованием в скважинах ЗТ-2, ЗТ-22 и ЗТ-153. Получены притоки нефти дебитами 27,0-148,8 $м^3$/сут. Притоки пластовой воды из

водонасыщенной части разреза получены в скважинах ЗТ-47, ЗТ-50, ЗТ-100, ЗТ-177. Также в скважине ЗТ-2 были перфорированы совместно нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы и получен приток нефти с водой. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -993,5 м в скважине ЗТ-22. По ГИС прямой ВНК отбивается в 5 скважинах ЗТ-: 2, 163, 170, 174, и ЗТ-192, пробуренных в пределах отметок -994,0-996,9 м. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов равна -996,9 м в скважине ЗТ-174. В скважинах ЗТ-47 и ЗТ-157 кровля водонасыщенных коллекторов находится на отметке -992,3 м. Уровень ВНК принят в пределах отметок -992,3-996,9 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,4 м до 7,4 м, в среднем по скважинам – 3,4 м. Площадь нефтеносности составляет 1336 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,3×1,5 км, высота залежи – 11,6 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь 2(9)

Из 9 скважин вскрывших залежь 2 в 3 скважинах по ГИС выделяются только нефтенасыщенные коллекторы, в 6 скважинах – нефте- и водонасыщенные.

В скважинах ЗТ-: 51, 101, 173 выделяются нефте- и водонасыщенные коллекторы. Опробование проведено в скважине ЗТ-51: из интервала 1142-1146 м (-988,2-992,2 м) получен приток нефти дебитом 17,36 м^3/сут и приток воды дебитом 1,36 м^3/сут на 10 мм штуцере. Самая нижняя отметка нефтенасыщенных коллекторов составила -992,9 м в скважине ЗТ-173. Водонасыщенные коллекторы в скважине ЗТ-173 вскрыты с отметки -995,3 м соответственно и в законтурной скважине ЗТ-156 – с отметки -993,2 м. Уровень ВНК в описываемой части залежи находится на отметке -992,9 м по скважине ЗТ-173.

Опробование горизонта проведено в скважинах ЗТ-45 и ЗТ-200, полученные дебиты нефти составляют от 68,0-97,8 м^3/сут. Нижняя отметка получения безводной нефти составила -994,7 м в скважине ЗТ-200.

В скважине ЗТ-54 отбивается прямой ВНК на отметке -996,4 м. В остальных скважинах подошва нефтенасыщенных коллекторов находится выше, а кровля водонасыщенных – ниже данной отметки. ВНК принимается на уровне -992,9-996,4 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,4 м до 7,6 м, в среднем по скважинам составляя 3,5 м. Площадь нефтеносности составляет 2453 тыс.м^2. Размеры залежи – 2,7×1,5 км, высота залежи порядка 15 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-216

В районе пробуренных скважин ЗТ-214 и ЗТ-216 по данным ГИС выявлена небольшая

залежь нефти, литологически ограниченная с юго-востока. Опробование залежи не проводилось. В скважине ЗТ-216 выделены нефтенасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-214 нефтеводонасыщенные. Уровень водонефтяного контакта был принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-214 на отметке -971,9 м.

В районе описываемой залежи за пределами установленного контура нефтеносности пробурена скважина ЗТ-212, по данным интерпретации ГИС в которой выделен 1 м нефтенасыщенного пласта-коллектора до отметки -972,2 м, и водонасыщенный пласт с абсолютной отметки -975,3 м. Конфигурация и положение ВНК уточнено до абсолютной отметки -972,2 м по скважине ЗТ-212. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,0 м до 4,4 м, в среднем по скважинам – 2,9 м. Утвержденная площадь залежи составляет 374 тыс.м^2, уточненная – 462 тыс.м^2. Размеры залежи 1,0×0,8 км, высота залежи – 10,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(10)

Контур залежи был установлен в результате бурения двух скважин ЗТ-6 и ЗТ-17, в которых были вскрыты нефте- и водонасыщенные по ГИС коллекторы. Пробуренные в районе залежи скважины ЗТ-260, ЗТ-262 и ЗТ-253 вскрыли водонасыщенные коллекторы.

При опробовании в скважине ЗТ-6 из интервала 1030-1032 м (-918,6-920,6 м) свабированием получен приток нефти и воды дебитами 27,8 м^3/сут и 32,8 м^3/сут соответственно. В скважине ЗТ-17 из интервала 1029-1031 м (-916,9-918,9 м) получен фонтанный приток нефти без воды дебитом 72,1 м^3/сут на 10 мм штуцере. Подошвы выделенных в скважинах ЗТ-6 и ЗТ-17 нефтенасыщенных коллекторов равны -920,4 и -920,5 м, а кровли водонасыщенных коллекторов – -922,4 и -924,9 м, соответственно. ВНК принят на отметке -920,5 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи была пробурена скважина ЗТ-255, в разрезе которой по данным ГИС в интервале описываемого продуктивного горизонта выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -932,8 м. В результате бурения скважины ЗТ-255 скорректирована конфигурация контура нефтеносности на плане. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,5 м до 3,1 м, в среднем по скважинам – 2,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 706 тыс.м^2, уточненная – 380 тыс.м^2. Размеры залежи около 0,6×0,9 км, высота залежи – 7,2 м. Залежь водоплавающая, литологически ограниченная.

Залежь 2(11)

Всего залежь вскрыта 5 скважинами, во всех них по ГИС выделяются только

нефтенасыщенные коллекторы. При опробовании промышленные притоки нефти дебитами 8,4-70,6 м^3/сут получены в скважинах ЗТ-7, ЗТ-24 и ЗТ-118. В скважине ЗТ-118 нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -888,5 м. Выделенные по ГИС пласты опробованы: из интервала 990-995 м (870,5-875,5 м) свабированием получен приток нефти дебитом 27,5 м^3/сут. Из нижнего интервала опробования 1005-1009 м (-885,5-889,5 м) свабированием получен безводный приток нефти дебитом 2,3 м^3/сут. Водонасыщенные коллекторы вскрыты в скважине ЗТ-10 с отметки -883,2 м. Уровень ВНК принят наклонным в пределах отметок -883,2-888,5 м. В пределах установленного контура нефтеносности залежи была пробурена скважина ЗТ-291, в разрезе которой по данным ГИС в интервале описываемого продуктивного горизонта выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы толщиной 1,5 м и подошвой на абсолютной отметке -864,5 м. В результате бурения скважины ЗТ-291 скорректирована конфигурация контура нефтеносности на плане. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,5 м до 10,0 м, в среднем по скважинам – 6,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1519 тыс.м^2, уточненная – 1655 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,3×2,0 км, высота залежи – 34,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь 2(13)

Залежь вскрыта 6 скважинами, включая две скважины (ЗТ-306, ЗТ-308). В скважине ЗТ-127 по ГИС выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – только нефтенасыщенные. Продуктивность подтверждена по данным опробования в скважинах ЗТ-68 и ЗТ-127 в которых получены притоки нефти с водой. Полученные дебиты нефти составили 1,3-8,1 м^3/сут. Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-127 на отметке -855,0 м.

За счет бурения новых скважин уточнено представление о структурном строении залежи. В скважинах ЗТ-306, ЗТ-308 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты коллекторы до отметок -830,7 м, -838,2 м, соответсвенно. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,7 м до 5,6 м, в среднем по скважинам – 3,9 м. Площадь нефтеносности составляет 2470 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,5×2,7 км, высота залежи – 22,9 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-304

В скважине ЗТ-304 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы.

Продуктивность подтверждена совместным опробованием с горизонтом М-0-2-А в

скважине ЗТ-304, при котором получены притоки нефти без воды дебитом до 20,0 $м^3$/сут.

Уровень ВНК был принят условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-304 на отметке -836,2 м. За пределами установленного контура нефтеносности залежи была пробурена скважина ЗТ-300, в которой по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -844,0 м и водонасыщенный – с абсолютной отметки -845,3 м. В результате бурения скважины ЗТ-300 положение ВНК уточняется на отметку -844 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,0 м до 6,6 м, в среднем по скважинам – 4,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 216 тыс.$м^2$, уточненная – 352 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 1,5×0,2 км, высота залежи – 20 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-9

Залежь с севера, северо-запада и юго-востока экранирована тектоническими нарушениями, с юго-запада и востока – зонами отсутствия коллекторов. Сводовая часть залежи располагается в южной части, в районе скважин ЗТ-337 и ЗТ-358.

В контуре залежи находится 42 скважины. В одной скважине ЗТ-302 вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы, во всех остальных скважинах – только нефтенасыщенные. В пяти скважинах ЗТ-: 311, 324, 333, 353, 360 коллекторы не выделены. В скважине ЗТ-302 вскрыта наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов по залежи на глубине -836,0 м. Кровля водонасыщенных коллекторов отбивается на глубине -838,8 м. Уровень ВНК принят на отметке -836,0 м.

Пробуренные скважины вскрыли нефтяную зону залежи, за исключение скважины ЗТ-324, в которой пласты-коллекторы по ГИС не выделены. Подошва самого низкого нефтенасыщенного пласта в скважинах зафиксирована на отметке -824,8 м в скважине ЗТ-312. Промышленные притоки нефти при опробовании и освоении получены в 22 скважинах, из них в 8 скважинах (ЗТ-: 74, 209, 302, 312, 327, 330, 339, 361) опробование проведено совместно с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-А’. Полученные дебиты нефти изменяются от 1,0 до 54,9 $м^3$/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,8 м до 11,4 м, в среднем по скважинам – 4,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 15889 тыс.$м^2$, уточненная – 15563 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 5,0×5,1 км, высота залежи – 79,5 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь 6(17)

На дату настоящего отчета залежь вскрыта 6 скважинами. На востоке и юго-востоке

залежь ограничена зоной отсутствия коллекторов. Наиболее низкая отметка подошвы продуктивных коллекторов составляет -785,2 м в скважине ЗТ-82. Водонасыщенные коллекторы по залежи не вскрыты. ВНК принят условно на данной отметке. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,9 м до 6,0 м, в среднем по скважинам – 3,1 м. Площадь нефтеносности составила 2582 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,7×3,2 км, высота залежи – 29,6 м. Залежь пластовая, полусводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-368

За пределами установленных контуров нефтеносности была пробурена скважина ЗТ-368, в которой по данным ГИС выделены 10,4 м нефтенасыщенных пластов-коллекторов до абсолютной отметки -784,0 м. Уровень ВНК предполагается условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -784,0 м. Площадь нефтеносности составляет 570 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,9×0,8 км, высота залежи – 20 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт М-0-2-А

Всего по горизонту выявлено 16 залежей нефти в пределах Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов. В 4 скважинах (ЗТ-: 9, 40, 91, 93) горизонт отсутствует, так как скважины попадают в зоны выступа фундамента.

В разрезе горизонта выделяется от 1 до 6 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 2,2, коэффициент песчанистости – 0,298 д.ед.

Общая толщина горизонта изменяется от 4,0 до 20,3 м, в среднем 10,7 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,6 м до 14,8 м.

Северо-Западный свод

Залежь 1(19)

В контур залежи попадают шесть скважин ЗТ-: 22, 157, 162, 163, 164, 165, 169, 192.

В скважине ЗТ-22 по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – нефте- и водонасыщенные. Опробование проведено в скважине ЗТ-22, полученный из интервала 1167,3-1170 м (-1010,8-1013,5 м) дебит нефти по данным PLT составляет 12,9 м^3/сут. Уровень ВНК принят в пределах отметок -1017,1-1019,7 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-169 и кровле водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-165.

Пробуренная скважина ЗТ-192 вскрыла нефтяную зону залежи, в разрезе выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы по ГИС. Подошва нефтенасыщенного пласта в скважине зафиксирована на отметке -1013,9 м, что не влияет на принятое положение

контакта. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,8 м до 6,1 м, в среднем по скважинам составляя 2,8 м.

Площадь нефтеносности составляет 535 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,7×1,4 км, высота залежи – 9,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-170

В районе скважины 170 оконтурена залежь по данным бурения 7 скважин ЗТ-: 168, 170, 172, 174, 175, 177, 178. Из них в скважинах ЗТ-174 и ЗТ-177 вскрыты нефтеводонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – нефтенасыщенные.

Залежь ограничена частично зонами литологического замещения и тектоническими нарушениями. С юго-запада залежь отделена от залежи 4(22) тектоническим нарушением, проведенным по данным бурения из-за несоответствий в уровнях ВНК.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах ЗТ-170 и ЗТ-175. В скважине ЗТ-170 из интервалов 1171-1173 м, 1179-1181 м (-1008,9-1010,9 м, -1016,9-1018,9 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 23,8 м^3/сут. В скважине ЗТ-175 при опробовании совместно с горизонтом М-0-2-А’ получен фонтанный приток нефти дебитом 84,2 м^3/сут.

Уровень ВНК принят по самой низкой отметке подошвы нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-168 на глубине -1021,1 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов находится на глубине -1021,7 м в скважине ЗТ-155.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,9 м до 2,5 м, в среднем по скважинам – 1,7 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 500 тыс.м^2, уточненная – 490 тыс.м^2. Размеры залежи около 0,7×0,9 км, высота залежи – 12 м. Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь 4(22)

Залежь вскрыта тремя скважинами. В скважинах ЗТ-159 и ЗТ-176 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-52 – нефтеводонасыщенные.

При опробовании в скважине ЗТ-52 из интервала 1184-1187 м (-1030,6-1033,6 м) свабированием получен приток нефти дебитом 3,3 м^3/сут. При этом подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-52 отбивается по ГИС на отметке -1033,0 м и является наиболее низкой отметкой нефтенасыщенных коллекторов. Кровля водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-52 находится на отметке -1037,1 м. ВНК принят на отметке -1033,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,3 м до 4,8 м, в среднем по скважинам составляя 2,9 м. Площадь нефтеносности составляет 627 тыс. м^2. Размеры залежи – 0,7×1,1 км, высота залежи – 14,2 м.

Залежь пластовая, полусводовая, тектонически ограниченная.

Залежь 5(23)

Всего залежь вскрыта 32 скважинами. При опробовании притоки нефти дебитами 1,73-90,2 $м^3$/сут получены в 18 скважинах, из них в 3 скважинах (ЗТ-: 31, 206, 218) опробование проведено совместно с горизонтами М-0-2-А', М-0-2-Б. Самая нижняя отметка получения безводной нефти равна -1020,7 м в скважине ЗТ-3.

Уровень ВНК принимается в интервале отметок -1018,3-1022 м по подошве выделенных по ГИС продуктивных пластов в скважине ЗТ-101.

По данным бурения новых скважин незначительно уточнилось строение залежи и площадь продуктивности. Пробуренные в залежи скважины ЗТ-12, ЗТ-209, ЗТ-211, ЗТ-212, ЗТ-215, вскрыли нефтяную часть залежи, и не повлияли на принятое положение водонефтяного контакта. В Скважине ЗТ-211 проведено совместное опробование горизонтов М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А', М-0-2-Б с получением притока 0,46 $м^3$ нефти; 44,06 $м^3$ задавочной-технической жидкости, небольшой приток из скважины вероятно связан с повышенной глинистостью коллекторов в скважине. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,6 м до 9,0 м, в среднем по скважинам – 3,6 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 12572 тыс.$м^2$, уточненная – 12406 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 5,4×5,7 км, высота – 40 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(24)

Залежь вскрыта 17 скважинами, в том числе 3 новыми пробуренными скважинами ЗТ-: 251, 255, 261. В водонефтяную зону залежи попадает одна скважина ЗТ-109, в которой вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – только нефтенасыщенные.

По кровле коллектора картируется два свода в районе скважин ЗТ-30 и ЗТ-6.

Продуктивность доказана опробованием в 9 скважинах, из них в 3 скважинах (ЗТ-: 19, 21, 255) опробование проведено совместно с горизонтами М-0-2-А', М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти изменяются в широких пределах от 2,9 $м^3$/сут до 116,7 $м^3$/сут. Наиболее низкая отметка опробованных продуктивных коллекторов составляет -956,4 м в скважине ЗТ-112. Притоки воды из водонасыщенной части разреза получены в скважинах ЗТ-109 и ЗТ-18.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенного коллектора определена в скважине ЗТ-253 на глубине -956,5 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора составляет -957,9 м в скважине ЗТ-109. ВНК принят на глубине -956,5 м по

скважине ЗТ-253.

Залежь вскрыта тремя пробуренными скважинами, две из которых (скв. ЗТ-255 и ЗТ-261) пробурены в пределах установленного контура нефтеносности залежи, и одна (скв. ЗТ-251) – за пределами. В скважинах по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до отметок -952,9 м (скв. ЗТ-251), -948,6 м (скв. ЗТ-255) и -944,8 м (скв. ЗТ-261). В результате бурения скважины ЗТ-251 уточнен контур ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются по залежи от 0,6 м до 6,5 м, в среднем по скважинам – 2,4 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 2993 тыс.м^2, уточненная – 3147 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,5×3,0 км, высота залежи – 26,3 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь 2(25)

Залежь вскрыта 19 скважинами, из которых 3 скважины пробурены.

Продуктивность доказана по результатам опробования в 7 скважинах, в которых были получены дебиты нефти от 2,9 до 80,6 м^3/сут. Самая нижняя отметка получения безводной нефти равна -928,6 м в скважине ЗТ-90. Самая нижняя отметка подошвы нефтенасыщенного коллектора в центре залежи определяется на отметке -932,3 м в скважине ЗТ-13, на северо-западной окраине – на отметке -939,0 м в скважине ЗТ-96.

Положение ВНК принято в интервале отметок -932,3-939 м.

Залежь вскрыта тремя пробуренными скважинами, две из которых (скв. ЗТ-274 и ЗТ-285) пробурены в пределах установленного контура нефтеносности залежи, и одна (скв. ЗТ-263) – за пределами. В скважинах по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до отметок -938,0 м (скв. ЗТ-263), -917,4 м (скв. ЗТ-274) и -920,1 м (скв. ЗТ-285). В результате бурения скважины ЗТ-263 уточнен контур ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,2 м до 7,4 м, в среднем по скважинам – 3,7 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 6342 тыс.м^2, уточненная – 6674 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,6×4,0 км, высота залежи – 32,1 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь 3(26)

Залежь вскрыта тремя скважинами ЗТ-7, ЗТ-290, и новой скважиной ЗТ-291 в которых выделены нефтенасыщенные коллекторы.

Опробование проведено в скважине ЗТ-7, где из интервалов 1003-1005 м (-882,5-884,5 м) и 1008-1011 м (-887,5-890,5 м) свабированием были получены притоки нефти дебитами 3,2-13,9 м^3/сут. Отметки подошвы продуктивных коллекторов в скважинах ЗТ-7 и ЗТ-290

составляют -890,2 и 890,8 м, соответственно. Водонасыщенные коллекторы вскрыты только за контуром залежи в скважинах ЗТ-10 и ЗТ-25.

Уровень ВНК принят условно на отметке -890,8 м. В скважине ЗТ-291 подошва нефтенасыщенного коллектора расположена на отметке -889 м, что не противоречит принятому положению контакта. В результате бурения скважины ЗТ-291 уточнен контур ВНК. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,3 м до 4,3 м, в среднем по скважинам составляя 3,2 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 265 тыс.м^2, уточненная – 288 тыс.м^2. Размеры залежи около 0,5×0,5 км, высота залежи – 8 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-77

По горизонту М-0-2-А выделяется небольшая залежь в районе скважины ЗТ-77, экранированная с юга тектоническим нарушением Р-9.

Продуктивность подтверждена опробованием, в скважине ЗТ-77 при совместном опробовании горизонтов М-0-2-А и М-0-2-А' получен приток безводной нефти дебитом 62,6 м^3/сут.

Водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -867,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая в скважине ЗТ-77 составляет 3,3 м.

Площадь нефтеносности составила 522 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,6×1,3 км, высота залежи около 10 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-304

По данным бурения скважин ЗТ-304 и ЗТ-405 оконтурена небольшая залежь, ограниченная с юга и северо-востока тектоническими нарушениями Р-8' и Р-9, и частично – зонами литологического замещения с севера и юго-востока.

Продуктивность подтверждена опробованием в скважине ЗТ-304, из которой получены притоки нефти без воды дебитом до 20,0 м^3/сут.

Водонасыщенные коллекторы в скважинах ЗТ-304 и ЗТ-405 не вскрыты. Уровень ВНК был принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-405 на отметке -855,8 м.

Залежь вскрыта скважиной ЗТ-300, которая пробурена за пределами установленного контура нефтеносности залежи. В скважине по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до отметки -861,1 м, на которую и уточняется положение УВНК. В

результате бурения скважины ЗТ-300 также уточнен контур ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,0 м до 5,4 м, в среднем по скважинам – 3,5 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 683 тыс.м^2, уточненная – 780 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,7×1,7 км, высота залежи – около 16 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-68

Залежь вскрыта 6 скважинами, включая 2 новые скважины ЗТ-306, ЗТ-308. С северо-востока и юго-востока залежь ограничена тектоническими нарушениями, с запада – зоной замещения коллекторов.

Притоки нефти при опробовании получены в скважинах ЗТ-68 и ЗТ-305, расположенных в присводовой части залежи. Дебиты нефти, полученные при проведении свабирования, составили 3,75-6,13 м^3/сут.

Водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-127 на отметке -874,0 м. Пробуренные в нефтяной зоне залежи скважины ЗТ-306, ЗТ-308, не повлияли на принятое положение контакта, вскрыл нефтенасыщенные пласты до отметок -844,8 м и -851,1 м, соответственно. В результате опробования совместно с другими горизонтами коллекторы в скважине ЗТ-308, а также часть коллекторов в скважине ЗТ-306 оценены как низкопроницаемые и из них получен небольшой приток нефти.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,1 м до 8,1 м, в среднем по скважинам – 4,4 м.

Площадь нефтеносности составляет 2340 тыс.м^2. Размеры залежи 1,4×2,2 км, высота залежи – 22,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-311

Залежь вскрыли 24 скважины. Во всех скважинах вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы. В районе скважины ЗТ-40 залежь осложнена небольшим по площади выступом фундамента.

Продуктивность была доказана опробованием в 4 скважинах, при совместном опробовании с выше- и нижележащими горизонтами. Полученные дебиты нефти составляют 1,18-111,3 м^3/сут.

Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-302 на отметке -861,8 м.

Залежь вскрыта 8 пробуренными скважинами, 4 из которых (скв. ЗТ-309, ЗТ-312, ЗТ-

350, ЗТ-364) пробурены в пределах установленного контура нефтеносности залежи, и 4 (скв. ЗТ-324, ЗТ-330, ЗТ-339, ЗТ-361) – за пределами. В скважинах по данным ГИС самый нижний нефтенасыщенный пласт-коллектор выделен до отметки -838,3 м (скв. ЗТ-330). В результате бурения скважин уточнен контур ВНК.

Промышленные притоки нефти при опробовании и освоении получены в 7 новых скважинах, опробование в которых проведено совместно с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-А’, с притоками нефти разной степени интенсивности.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,8 м до 7,1 м, в среднем по скважинам – 3,1 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 6424 тыс.м^2, уточненная – 7889 тыс.м^2. Общие размеры залежи – около 3,8×4,6 км, высота залежи – 82,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически, стратиграфически и тектонически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-381

В районе скважины ЗТ-381 по данным ГИС выявлена небольшая линзовидная залежь в зоне литологического замещения.

Опробование не проводилось. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-381 на отметке -789,2 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина составила 0,8 м.

Площадь нефтеносности составила 132 тыс.м^2. Размеры залежи 0,4×0,5 км, высота залежи – около 10 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-356

По данным бурения скважины ЗТ-356 выделена одна новая небольшая залежь, ограниченная с севера, востока и юго-востока зоной литологического замещения.

Опробование проведено только в скважине ЗТ-373, где из интервала 920-925 м (-765,5-770,5 м) был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 37,5 м^3/сут на 8 мм штуцере. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-356 на отметке -775,5 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,4 м до 5,3 м, в среднем по скважинам – 3,3 м.

Площадь нефтеносности составила 731 тыс.м^2. Размеры залежи 1,3×0,7 км, высота залежи порядка 10 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-368

За пределами установленных контуров нефтеносности была пробурена скважина ЗТ-368, в которой по данным ГИС выделены 2 м нефтенасыщенных пластов-коллекторов до

абсолютной отметки -790,1 м. Уровень ВНК предполагается условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -790,1 м.

Площадь нефтеносности составляет 465 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,1×0,7 км, высота залежи около 15 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт М-0-2-А'

Всего по горизонту выявлено 16 залежей нефти в пределах Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов.

В разрезе горизонта выделяется от 1 до 7 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 2,4, коэффициент песчанистости – 0,333 д.ед.

Общая толщина горизонта изменяется от 3,6 до 21,8 м, в среднем 11,2 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,4 м до 13,9 м.

Северо-Западный свод

Залежь в районе скважины ЗТ-113

Залежь вскрыта 1 новой скважиной ЗТ-192. В скважинах ЗТ-22 и ЗТ-164 коллекторы не выделены. Залежь оконтурена в районе небольшого свода, на западе и востоке граничит с зонами литологического замещения.

В скважине ЗТ-162 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах ЗТ-113 и ЗТ-150 – нефтеводонасыщенные.

Продуктивность подтверждена опробованием в скважине ЗТ-113, в которой получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 35,0 м^3/сут на 7 мм штуцере.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-150 и составляет -1032,4 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -1031,5 м в скважине ЗТ-165. Уровень ВНК принят в пределах глубин -1031,5-1032,4 м. В непосредственной близости от залежи пробурена скважина ЗТ-192. В скважине выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1031 м. Уровень ВНК уточняется в пределах глубин -1031,0-1032,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,0 м до 3,0 м, в среднем по скважинам – 2,4 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 318 тыс.м^2, уточненная – 318 тыс.м^2. Размеры залежи 0,5×1,0 км, высота залежи – 4 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-170

Залежь небольшая по размерам, вскрыта 3 скважинами ЗТ-170, ЗТ-172 и ЗТ-175, в которых вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. Залежь полностью подстилается

водой, на севере ограничена зоной замещения коллектора. В скважине ЗТ-170 горизонт опробован индивидуально в интервале 1188-1190 м (-1025,9-1027,9 м), получен приток нефти дебитом 13,1 м^3/сут. В скважине ЗТ-175 проведено опробование совместно с горизонтом М-0-2-А, получен фонтанный приток нефти дебитом 84,2 м^3/сут. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов по данным интерпретации ГИС составила -1031,6 м в скважине ЗТ-172. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов составила -1031,9 м в скважине ЗТ-170. ВНК принят на глубине -1031,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,1 м до 3,3 м, в среднем по скважинам – 2,2 м. Площадь залежи – 122 тыс.м^2, размеры – 0,3×0,5 км, высота – 5,2 м. Залежь водоплавающая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-102

Залежь выявлена по одной скважине ЗТ-102, вскрывшей нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1028,4 м и водонасыщенные – с отметки -1032,8 м. При опробовании в интервале 1178-1184 м (-1022,8-1028,8 м), полученный дебит нефти составил 9,46 м^3/сут. Уровень ВНК принят на отметке -1028,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Вскрытая в скважине ЗТ-102 эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,9 м. Площадь нефтеносности составляет 152 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,4×0,4 км, высота залежи – 3,9 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-54

Залежь выделена в районе ранее пробуренной скважины ЗТ-54 и скважины ЗТ-202.

Залежь с запада и северо-запада ограничена зоной литологического замещения.

При опробовании в скважине ЗТ-54 в интервале 1177,7-1182 м (-1037,9-1042,2 м), получен фонтанный приток нефти дебитом 100,8 м^3/сут на 10 мм штуцере.

Уровень ВНК принят условно на отметке -1043,1 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-54. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,6 м до 4,4 м, в среднем по скважинам – 2,5 м. Площадь нефтеносности составляет 256 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,1×0,3 км, высота залежи – 5,0 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-206

В контуре залежи находятся 18 скважин, из них 5 скважин – новые. В скважине ЗТ-41 и ЗТ-209 выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – только нефтенасыщенные. Залежь осложнена несколькими обособленными зонами литологического замещения различной площади. Индивидуальное опробование горизонта М-0-2-А' в скважине ЗТ-41 в интервале 1137,0-1143,0 м (-1014,6-1020,6 м), получен фонтанный приток

нефти дебитом 73,5 м^3/сут на 10 мм шт. Еще в 6-ти скважинах получены промышленные притоки нефти при совместном опробовании с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-Б, полученные дебиты нефти составили 12,2-74,6 м^3/сут. Приток воды из водонасыщенной части разреза получен в скважине ЗТ-205.

По данным ГИС наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов составляет -1031,4 м в скважине ЗТ-3, наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов отбивается на глубине -1022,4 м в скважине ЗТ-205. Уровень ВНК принят наклонным с запада на восток в пределах отметок -1022,4-1031,4 м.

Залежь вскрыта 4 пробуренными скважинами (скв. ЗТ-12, ЗТ-211, ЗТ-212, ЗТ-215) в пределах нефтяной зоны залежи, и 1 (скв. ЗТ-209) – в водонефтяной. В скважинах по данным ГИС самый нижний нефтенасыщенный пласт-коллектор выделен до отметки -1024,9 м (скв. ЗТ-212). В результате бурения скважин уточнен контур ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,5 м до 7,2 м, в среднем по скважинам составляя 3,0 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 5061 тыс.м^2, уточненная – 5112 тыс.м^2. Общие размеры залежи – около 2,7×2,8 км, высота залежи – 25,7 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

<u>Центральный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-1

Залежь была вскрыта тремя скважинами: ЗТ-1, ЗТ-19 и ЗТ-30, в которых по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -950,2 м (в скважине ЗТ-19). Водонасыщенные коллекторы вскрыты за контуром залежи в скважинах ЗТ-107 и ЗТ-108, наиболее высокая отметка – в скважине ЗТ-107 составляет -957,1 м. Залежь ограничена на северо-западе зоной отсутствия коллекторов.

При индивидуальном опробовании продуктивность доказана в скважине ЗТ-1, из интервала 1055-1066 м (-941,7-952,7 м) получен приток нефти дебитом 22,9 м^3/сут. В скважине ЗТ-19 при совместном опробовании с горизонтов М-0-2-А получен приток нефти дебитом 47,4 м^3/сут на 8 мм штуцере.

ВНК был принят условно на глубине -950,2 м по скважине ЗТ-19.

Рядом с установленным контуром нефтеносности залежи пробурена скв. ЗТ-261. В скважине по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, самый нижний из которых фиксируется до отметки -962,1 м. В результате бурения скважины ЗТ-261 положение ВНК уточняется в интервале абсолютных отметок -957,1-962,1 м. Кроме уточнения положения контакта также скорректирован его контур. Эффективные

нефтенасыщенные толщины изменяются по залежи от 2,5 до 5,0 м, в среднем по скважинам – 3,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 392 тыс.м^2, уточненная – 700 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,3×1,0 км, высота залежи около 10 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-6

Залежь выявлена по данным бурения 7 скважин, из них 1 скважина ЗТ-255 новая. Во всех скважинах вскрыты нефтенасыщенные коллекторы. Водонасыщенные коллекторы вскрыты за контуром залежи в скважинах ЗТ-253 и ЗТ-111.

В 4 скважинах (ЗТ-: 6, 17, 21, 29) проведено совместное опробование с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти составили 3,77-98,7 м^3/сут.

По данным ГИС наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов составляет -964,4 м в скважине ЗТ-260, наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов отбивается на глубине -966,5 м в скважине ЗТ-253. Уровень ВНК принят на отметке -964,4 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи была пробурена скв. ЗТ-255. В скважине по данным ГИС выделены пласты-коллекторы до абсолютной отметки -962,1 м. В результате совместного опробования горизонтов в скважине ЗТ-261 в интервалах 1060-1062 м (-947,4-949,4 м) (М-0-2-А), 1069-1071 м (-956,4-958,4 м) (М-0-2-А’), 1086-1087,5 м (-973,4-974,9 м) (М-0-2-Б), в результате всего было извлечено 6,72 м^3 нефти и 30,95 м^3 пластовой воды. Получение пластовой воды предполагается за счет обводнения пластов, вызванного эксплуатацией соседних скважин.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,0 м до 6,3 м, в среднем по скважинам – 3,5 м. Площадь нефтеносности составляет 1037 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,1×1,4 км, высота залежи – 15,1 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-112

В районе скважины ЗТ-112 оконтурена обособленная залежь по данным ГИС и опробования. В скважине выделен нефтенасыщенный интервал до отметки -969,1 м с эффективной толщиной 3,1 м. При индивидуальном опробовании горизонта в скважине ЗТ-112 из интервала 1074-1078 м (-963,8-967,8 м) получен приток нефти дебитом 11,3 м^3/сут.

ВНК принят на глубине -969,1 м по подошве продуктивных коллекторов.

Рядом с установленным контуром нефтеносности залежи пробурена скв. ЗТ-251. В скважине по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, самый нижний из которых фиксируется до отметки -963,1 м. В результате бурения скважины ЗТ-251 скорректирован его контур. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяется

в пределах 3,1-5,4 м, в среднем по скважинам составляет 4,3 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 83 тыс.м^2, уточненная – 245 тыс.м^2. Размеры залежи около 0,9×0,4 км, высота залежи – 14 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-273

В контуре залежи расположено 18 скважин, из них 2 скважины новые. В 8 скважинах по ГИС выделены только нефтенасыщенные коллекторы и в 10 скважинах – нефте- и водонасыщенные. При опробовании продуктивность залежи доказана в 9 скважинах, из них в 3 скважинах горизонт опробован совместно с М-0-2-А и М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти составили от 2,46 м^3/сут до 80,64 м^3/сут. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -937,8 м в скважине ЗТ-90. Наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов составляет -939,5 м в скважине ЗТ-14. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов отбивается на глубине -935,7 м в скважинах ЗТ-271 и ЗТ-275. Уровень ВНК принимается в пределах отметок -935,7-939,5 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурены скв. ЗТ-274, ЗТ-285. По данным ГИС в скважине ЗТ-274 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, в скважине ЗТ-285 выделены нефте-и водонасыщенные пласты-коллекторы. Новые скважины не повлияли на принятое положение контакта.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,8 м до 13,9 м, в среднем по скважинам – 6,1 м. Площадь нефтеносности составляет 4242 тыс.м^2. Размеры залежи около 1,7×2,5 км, высота залежи – 27,4 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-290

Залежь была выявлена по данным ГИС в двух скважинах ЗТ-7 и ЗТ-290, в которых по ГИС в разрезе горизонта М-0-2-А' выделены нефтенасыщенные коллекторы до нижней отметки -903,0 м. Залежь на юго-востоке ограничена зоной литологического замещения.

Опробование не проводилось. Уровень ВНК принят условно на отметке -903,0 м по скважине ЗТ-290. Рядом с установленным контуром нефтеносности залежи пробурена скв. ЗТ-291. По данным ГИС в скважине ЗТ-291 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до отметки -908,7 м, на которую и уточняется условное положение ВНК.

Эффективные нефтенасыщенные толщины равны 1,0-4,2 м, в среднем – 3,1 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 253 тыс.м^2, уточненная – 420 тыс.м^2. Размеры залежи 0,7×0,7 км, высота залежи порядка 15 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-68

В районе скважин ЗТ-68, ЗТ-305 и ЗТ-307 выделена залежь, по площади практически аналогичная залежи в районе скважины ЗТ-68 по горизонту М-0-2-А. Водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Опробование проведено в скважинах ЗТ-68 и ЗТ-307, в которых получены фонтанные притоки нефти дебитами 45,2-61,2 м^3/сут.

Уровень ВНК был принят условно на отметке -880,7 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-68. В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурены скважины ЗТ-306 и ЗТ-308. По данным ГИС в скважинах выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы выше принятого положения контакта.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,7 м до 5,5 м, в среднем по скважинам – 4,2 м. Площадь залежи составляет 1636 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,3×2,1 км, высота залежи – 14,4 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-77

В районе данной скважины оконтурена залежь, экранированная с юга тектоническим нарушением Р-9. В скважине ЗТ-77 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы с эффективной толщиной 0,6 м. Опробование проведено совместно с горизонтом М-0-2-А, получен приток нефти дебитом 62,6 м^3/сут. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных пластов на отметке -873,8 м. Площадь залежи составила 297 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×0,9 км, высота залежи – около 10 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-76

Залежь вскрыта двумя скважинами ЗТ-76 и скважиной ЗТ-405. В обеих скважинах вскрыты нефтенасыщенные коллекторы, водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Залежь ограничена с юга тектоническим нарушением Р-8' и зоной замещения коллекторов, с северо-востока – нарушением Р-9. Индивидуальным опробованием горизонта продуктивность подтверждена в скважине ЗТ-76: из интервала 990-994 м (-870,1-874,1 м) получен приток безводной нефти дебитом 51,4 м^3/сут. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-76 на отметке -873,8 м.

Рядом с залежью пробурена скважина ЗТ-300, в разрезе которой пласты-коллекторы по данным ГИС не выделены, в результате чего была скорректирована зона отсутствия коллектора, и уточнена площадь залежи. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 2,2 м до 3,1 м, в среднем по скважинам составляя 2,6 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 999 тыс.м^2, уточненная – 945 тыс.м^2.

Общие размеры залежи – около 0,6×3,0 км, высота залежи – около 20 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-333

В центральной части Юго-Восточного свода, аналогично вышележащему горизонту, выделена большая залежь нефти, практически со всех сторон ограниченная обширными зонами литологического замещения и тектоническими нарушениями и осложненная выступами фундамента. Водонефтяная зона согласно принятому условно ВНК присутствует только на севере в районе скважины ЗТ-302. Залежь вскрыта 30 скважинами. Во всех скважинах вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы. Индивидуальным опробованием продуктивность доказана в 6 скважинах, и еще в 8 скважинах – при совместном опробовании с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти составляют 2,9-111,3 м^3/сут.

В скважине ЗТ-302 подошва нижнего опробованного нефтенасыщенного коллектора по ГИС отбивается на отметке -873,8 м. На данной отметке принят условный уровень ВНК.

Результаты бурения новых скважин и опробования в них не повлияли на принятое положение контакта. Однако, скважины ЗТ-339 и ЗТ-361 были пробурены в непосредственной близости от залежи, где ранее по горизонту предполагалось наличие зоны отсутствия коллектора, и в их разрезах вскрыты нефтенасыщенные пласты-коллекторы. В результате бурения этих скважин немного увеличилась площадь продуктивности залежи.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,6 м до 11,5 м, в среднем по скважинам составляя 3,0 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 9449 тыс.м^2, уточненная – 9700 тыс.м^2. Залежь сложной формы, размеры составляют около 2,2×5,3 км, высота залежи – 85,4 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически, стратиграфически и тектонически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-124

В районе скважин ЗТ-: 82, 83, 124, 125, 371, 372, 379 выделяется залежь нефти, ограниченная с востока тектоническим нарушением Р-11, с юга и северо-востока зонами литологического замещения. Во всех скважинах вскрыты нефтенасыщенные коллекторы, водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Индивидуальным опробованием продуктивность подтверждена в скважинах ЗТ-: 82, 125 и 372. В скважинах ЗТ-: 83, 124 и 371 притоки нефти получены совместно из горизонтов М-0-2-А и М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти составили 1,3-64,2 м^3/сут.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов составляет -812,1 м в скважине ЗТ-82, на данной отметке принят условно уровень ВНК по залежи.

На границу залежи с зоной неколлектора попала новая скважина ЗТ-375, и в её

разрезе продуктивные пласты-коллекторы по ГИС не выделены, в результате чего граница зоны отсутствия коллектора была уточнена, как и контур залежи. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,8 м до7,9 м, в среднем по скважинам – 3,8 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 2731 тыс.м^2, уточненная – 2620 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,6×1,7 км, высота залежи – 36,6 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-368

За пределами установленных контуров нефтеносности была пробурена скважина ЗТ-368, в которой по данным ГИС выделены 3,9 м нефтенасыщенных пластов-коллекторов до абсолютной отметки -802 м. В скважине ЗТ-368 перфорированы интервалы 952-955 м, 957-959 м (М-0-2-А’), 962,5-968 м (М-0-2-Б), в результате опробования которых было извлечено 1,13 м³ нефти, 46,15 м³ – задавочно-технической жидкости. Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -802 м. Площадь нефтеносности составляет 130 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×0,4 км, высота залежи около 10 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Горизонт М-0-2-Б

В разрезе горизонта выделяется от 1 до 17 пластов коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 4,2, коэффициент песчанистости – 0,361 д.ед. Общая толщина горизонта изменяется от 8,7 до 48,1 м, в среднем – 29,0 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,5 м до 32,3 м. По горизонту выделяется всего 23 залежи нефти в пределах Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов.

Северо-Западный свод

Залежь 1(31)

Залежь 1(31) вскрыта 9 скважинами. Во всех скважинах вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. Опробование проведено в скважинах ЗТ-2 и ЗТ-22, в которых получены фонтанные притоки нефти дебитами 31,5-129,8 м^3/сут. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти равна -1057,2 м.

По данным ГИС прямой ВНК вскрыт в скважинах ЗТ-: 22, 113, 114, 150, 162 на отметках от -1058,4 до -1060,0 м. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов составляет -1060,0 м в скважине ЗТ-114. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов составляет -1057,4 м в скважине ЗТ-157. Уровень ВНК принят в пределах отметок -1057,4-1060 м. В скважине ЗТ-192 по данным ГИС выделены обводненные нефтенасыщенные пласты до отметки -1059 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 3,3 м до 8,1 м, в среднем по скважинам составляя 5,7 м. Площадь нефтеносности составляет 895 тыс.м^2. Размеры залежи 0,7×1,5 км, высота залежи – 10 м. Залежь водоплавающая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-170

Залежь оконтурена по данным бурения 6 скважин. Во всех скважинах вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. Залежь экранируется нарушением Р-2 с юго-востока. Промышленные притоки нефти дебитами 62,0-92,2 м^3/сут получены в скважинах ЗТ-153 и ЗТ-172 до нижней отметки -1068,1 м. Приток воды получен в законтурной скважине ЗТ-100.

В скважинах ЗТ-153 и ЗТ-170 по ГИС отбивается прямой ВНК на отметках -1069,8 м и -1069,3 м, соответственно. Уровень ВНК принят в пределах отметок -1067,6-1069,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-153 и кровле водонасыщенного – в скважине ЗТ-172. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,9 м до 3,2 м, в среднем по скважинам – 2,2 м. Площадь залежи составила 317 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,6×0,8 км, высота залежи – 25,9 м. Залежь водоплавающая, тектонически экранированная.

Залежь 2 (32)

Залежь вскрыта скважинами ЗТ-101 и ЗТ-173. В обеих скважинах вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. При опробовании скважины ЗТ-101 получен приток нефти дебитом 43,8 м^3/сут до нижней отметки -1055,9 м. Уровень ВНК принят по подошве выделенного по ГИС нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-173 на отметке -1065,4 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,4 м до 1,7 м, в среднем по скважинам составляя 1,5 м. Площадь нефтеносности составила 327 тыс.м^2. Размеры залежи 0,6×0,7 км, высота залежи – 16,3 м. Залежь водоплавающая, тектонически экранированная.

Залежь 3(33)

В контуре залежи 4 скважины: ЗТ-45, ЗТ-54, ЗТ-103, ЗТ-202. Во всех скважинах вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. По данным опробования и эксплуатации промышленные притоки нефти получены в скважинах ЗТ-45 и ЗТ-103. Полученные дебиты нефти составили 17,0 м^3/сут и 58,4 т/сут.

Уровень ВНК прежде был принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-103 на отметке -1051,9 м. На дату настоящего отчета наиболее низкая отметка нефтенасыщенных коллекторов составляет -1052,6 м в новой скважине ЗТ-202, наиболее высокая отметка водонасыщенных коллекторов равна -1052,1 в скважине ЗТ-45. Уровень

ВНК принят в пределах отметок -1052,1-1052,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,7 м до 4,1 м, в среднем по скважинам – 2,3 м. Площадь залежи – 1044 тыс.м^2. Размеры залежи 1,1×1,5 км, высота залежи – 6,6 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь 4(34)

Залежь вскрыта 23 скважинами, из них 5 скважин новые. В 5 скважинах по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, в 18 скважинах – нефте- и водонасыщенные.

Залежь осложнена зоной литологического замещения в районе скважин ЗТ-20 и ЗТ-203. По результатам опробования продуктивность доказана в 13 скважинах, из них в 6 скважинах опробование проведено совместно с горизонтами М-0-2-А’, М-0-2-Б. Полученные дебиты нефти составили от 4,3 м^3/сут до 74,6 м^3/сут.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-3 на уровне -1054,0 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -1044,8 м в скважине ЗТ-106. Уровень ВНК принят наклонным с запада на восток в пределах отметок -1044,8-1054,0 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурены скв. ЗТ-12, ЗТ-212, в пределы зоны отсутствия коллектора в центральной части залежи попали скважины ЗТ-211, ЗТ-215, и скважина ЗТ-209 была пробурена в приконтурной части залежи. Все пять скважин вскрыли залежь, часть выделенных пластов обводнены в результате эксплуатации соседних скважин. По данным новых скважин уточнен контур нефтеносности.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,6 м до 8,7 м, в среднем по скважинам составляя 3,0 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 7002 тыс.м^2, уточненная – 7565 тыс.м^2. Размеры залежи 3,2×4,0 км, высота залежи – 33,9 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь 5(35)

В скважине ЗТ-55 вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. На отметке -1072,8 м по ГИС отбивается прямой ВНК, на данной отметке принят уровень ВНК по залежи. При опробовании получен приток нефти с водой, дебит нефти составил 22,0 м^3/сут.

Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,2 м. Площадь залежи составила 493 тыс.м^2. Размеры залежи 0,8×0,8 км, высота залежи – 1,2 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь 6(36)

В скважине ЗТ-49 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1065,5 м, на которой условно принят уровень ВНК. При опробовании получен приток нефти с водой,

дебит нефти составил 19,8 м^3/сут. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,3 м. Площадь залежи составила 743 тыс.м^2. Размеры залежи 1,3×0,7 км, высота залежи – 16,6 м. Залежь водоплавающая, сводовая, тектонически экранированная.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(37)

По залежи, выделяется два свода в районе скважин ЗТ-1 и ЗТ-6, так же, как и по вышележащим горизонтам. На севере и юге выделяются обособленные зоны отсутствия коллектора. Залежь вскрыта 17 скважинами. В 6 скважинах по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в 11 скважинах – нефте- и водонасыщенные. Строение залежи уточнено по данным бурения 4 новых скважин.

При опробовании горизонта промышленные притоки нефти получены в 14 скважинах, из них в скважинах ЗТ-17, ЗТ-21, ЗТ-255, ЗТ-261, опробование проведено совместно с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-А’. Полученные дебиты нефти изменяются в пределах 3,6-72,6 м^3/сут. Притоки воды из водонасыщенной части разреза получены в скважинах ЗТ-: 6, 17, 28 и 111.

Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов равна -992,3 м в скважине ЗТ-109. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов также находится на отметке -986,5 м в скважине ЗТ-18. ВНК принят в интервале отметок -986,5-992,3 м.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурена скв. ЗТ-255, в пределы зоны отсутствия коллектора в центральной части залежи попала скважина ЗТ-261, и скважина ЗТ-251 была пробурена в приконтурной части залежи. Все три скважины вскрыли залежь, часть выделенных пластов обводнены в результате эксплуатации соседних скважин. По данным новых скважин уточнен контур нефтеносности. Также в скважине ЗТ-261 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты до абсолютной отметки до -994,9 м, до которой и уточняется ВНК. Таким образом, ВНК находится в интервале отметок -986,5-994,9 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,5 м до 11,0 м, в среднем по скважинам – 4,4 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 3089 тыс.м^2, уточненная – 3300 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,5×3,2 км, высота залежи – 26,6 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-96

Залежь вскрыта двумя скважинами. В скважине ЗТ-90 в разрезе горизонта выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-96 – нефте- и водонасыщенные.

При опробовании в скважине ЗТ-90 получен приток нефти дебитом 15,4 $м^3$/сут до отметки -971,6 м. В скважине ЗТ-96 опробованы два объекта, получены притоки нефти дебитами 16,3-71,5 $м^3$/сут до нижней отметки -984,0 м, а также получены притоки воды из водонасыщенной части разреза. Подошва нефтенасыщенных коллекторов в скважинах ЗТ-90 и ЗТ-96 отбивается на отметках -968,3 и -984,0 м, соответственно. Кровля водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-96 – на отметке -989,4 м. Уровень ВНК принят на отметке -984,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,2 м до 15,9 м, в среднем по скважинам составляя 8,6 м. Площадь залежи составила 1135 тыс.$м^2$. Размеры залежи около 1,1×1,3 км, высота залежи – 18,5 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-16

В районе скважины ЗТ-16 залежь оконтурена с учетом данных бурения скважин ЗТ-: 13, 270, 271, 273, 282, 287. В скважине ЗТ-16 выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – нефте- и водонасыщенные. Приток нефти при опробовании получен в скважине ЗТ-16 в интервале 1068-1073 м (-953,5-958,5 м), дебит нефти на 8 мм штуцере составил 30,6 $м^3$/сут. Притоки пластовой воды получены в скважинах ЗТ-13 (с отметки -955,9 м) и ЗТ-271 (с отметки -964,1 м).

Наиболее низкие отметки подошвы нефтенасыщенных коллекторов фиксируются на отметках -959,1 м в скважине ЗТ-273, и на -964,8 м в скважине ЗТ-271. В скважине ЗТ-287 кровля водонасыщенных коллекторов составляет -955,4 м. Уровень ВНК принят в пределах отметок -955,4-964,8 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,7 м до 7,8 м, в среднем по скважинам – 3,8 м.

Площадь нефтеносности составляет 992 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 0,9×1,4 км, высота залежи – 26 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-4

В контуре залежи пробурено 8 скважин. В 2 скважинах выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в 6 скважинах – нефте- и водонасыщенные.

Продуктивность подтверждается индивидуальным опробованием горизонта в скважинах ЗТ-4, ЗТ-272, ЗТ-280 и ЗТ-285, а также в скважинах ЗТ-14, ЗТ-274 при совместном опробовании с горизонтом М-0-3-А. Полученные дебиты нефти составляют 28,1-60,0 $м^3$/сут.

Уровень ВНК принят в пределах отметок -962,1-963,7 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-4 и кровле водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-272.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 3,2 м до 8,6 м, в среднем по скважинам составляя 6,2 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1096 тыс.м^2, уточненная – 1120 тыс.м^2. Размеры залежи около 0,9×1,4 км, высота залежи – 23,4 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь 4(40)

Залежь, выделена в одной скважине ЗТ-27, в которой вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -943,7 м и водонасыщенные – с отметки -948,9 м. Уровень ВНК принят на отметке -943,7 м. Опробование проведено в интервале 1060-1062,5 м (-940,86-943,36 м), получен фонтанный приток нефти дебитом 30,2 м^3/сут на 7 мм шт. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине ЗТ-27 составляет 2,4 м. Площадь нефтеносности составляет 59 тыс.м^2. Размеры залежи 0,2×0,4 км, высота залежи – 2,4 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-263

Залежь, выделена в одной скважине ЗТ-263, в которой вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -999,3 м. Уровень УВНК предполагается на отметке -999,3 м.

Опробование проведено в интервале 1108-1110 м (-994-996 м), получен фонтанный приток нефти. Всего при опробовании получено 48,11 м^3 нефти. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине ЗТ-263 составляет 5,8 м. Площадь нефтеносности составляет 470 тыс.м^2. Размеры залежи 0,8×0,7 км, высота залежи порядка 20 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-290

Залежь вскрыта в 4 скважинах: ЗТ-7, ЗТ-24, ЗТ-290, ЗТ-291, в которых по ГИС выделяются нефте- и водонасыщенные коллекторы. Опробование проведено во всех четырех скважинах. Полученные дебиты нефти составляют 31,7-153,9 м^3/сут, нижняя отметка получения безводной нефти равна -915,0 м. Пластовая вода получена в скважине ЗТ-24 с отметки -917,8 м. В скважине ЗТ-291 при опробовании интервала 1033,5-1036 м. В результате опробования в течение 4 дней свабированием всего было извлечено 6,8 м^3 нефти, 46,24 м^3 пластовой воды. Получение пластовой воды, вероятно, вызвано длительной работой соседних скважин. Уровень ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-7 на глубине -915,0 м. При этом, наиболее высокая отметка водонасыщенных коллекторов составляет -917,2 м в скважине ЗТ-24. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,4 м до 3,6 м, в среднем по скважинам – 2,9 м. Площадь нефтеносности составляет 370 тыс.м^2. Размеры залежи 0,4×0,6 км, высота залежи – 4,4 м. Залежь пластовая, сводовая.

Юго-Восточный свод

Залежь в районе скважины ЗТ-305

По данным бурения скважин выявлена залежь, экранированная тектоническими нарушениями с северо-востока и юго-востока и осложненная зоной литологического замещения в районе скважины ЗТ-68.

В скважине ЗТ-307 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах ЗТ-127 и ЗТ-305 – нефте- и водонасыщенные. Две пробуренные скважины (ЗТ-306 и ЗТ-308) вскрыли нефтяную часть залежи и не повлияли на принятое положение контакта.

Опробование проведено в скважине ЗТ-127, где были перфорированы совместно нефте- и водонасыщенные коллекторы в интервале 1023-1030 м (-899,2-906,2 м) и получен приток нефти дебитом 9,5 $м^3$/сут и пластовая вода.

В скважине ЗТ-308 опробован интервал 1008-1011 м, 1013-1014,5 м, в результате которого фонтаном получено 10,82 $м^3$ нефти и 2,12 $м^3$ пластовой воды. В скважине ЗТ-306 совместно с горизонтами М-0-2-А и М-0-2-А’ получено 0,04 $м^3$ нефти, коллектор оценен как низкопроницаемый.

В скважине ЗТ-127 по ГИС отбивается прямой ВНК на отметке -902,3 м. В скважинах ЗТ-305 и ЗТ-307 подошвы нефтенасыщенных коллекторов равны -902,0 м, кровля водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-305 составляет -904,3 м. ВНК принят на уровне -902,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,8 м до 9,6 м, в среднем по скважинам – 3,8 м. Площадь залежи – 2223 тыс.$м^2$. Размеры залежи около 1,5×2,9 км, высота залежи – 19 м. Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

Залежь 1(41)

Залежь вскрыта двумя скважинами. В скважине ЗТ-76 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-304 – нефтеводонасыщенные. В скважине ЗТ-76 опробовано два объекта, получены фонтанные притоки безводной нефти дебитом до 134,1 $м^3$/сут на 8 мм штуцере, до нижней отметки -891,1 м.

Уровень ВНК принят условно по подошве выделенных по ГИС продуктивных пластов на отметке -892,0 м. В пределах установленного контура нефтеносности пробурена скважина ЗТ-300, в разрезе которой пласты-коллекторы не выделены. По данным скважины ЗТ-300 закартирована зона отсутствия коллектора, скорректировавшая границы залежи.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 5,5 м до 13,8 м, в среднем по скважинам – 9,7 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 361 тыс.$м^2$, уточненная – 300

тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×1,1 км, высота залежи – 14,8 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-302

В районе пробуренной скважины ЗТ-302 выделена небольшая залежь, ограниченная с севера и юго-запада тектоническими нарушениями и с востока – выступом домезозойского фундамента. В скважине ЗТ-302 выделены нефтенасыщенные коллекторы, опробование пластов не проводилось. Уровень ВНК принят условно по подошве выделяемых по ГИС продуктивных коллекторов на отметке -890,2 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составила 3,7 м. Площадь нефтеносности – 158 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,5×0,7 км, высота залежи – около 35 м. Залежь пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Залежь 2(42)

Залежь вскрыта 3 скважинами. В скважине ЗТ-69 вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы, в скважинах ЗТ-315 и ЗТ-317 – нефте- и водонасыщенные. Опробование проведено во всех трех скважинах. Из них промышленные притоки нефти получены в скважинах ЗТ-69 и ЗТ-315. Полученные дебиты нефти составили 48,0 м^3/сут и 3,3 м^3/сут, соответственно. Уровень ВНК принят по подошве опробованных нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-69 на отметке -858,9 м. В скважинах ЗТ-315 и ЗТ-317 выше принятого ВНК выделены обводненные коллекторы с учетом проведения добычи в скважине ЗТ-69 из горизонта М-0-2-Б (в 2013-2021 гг.) Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 17,0 м до 26,8 м, в среднем по скважинам – 21,1 м. Площадь нефтеносности составляет 1084 тыс.м^2. Размеры залежи – 1,0×1,4 км, высота залежи – 30 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-309

Залежь вскрыта 2 скважинами, пробуренными после работы [18]. В скважине ЗТ-309 по данным ГИС вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -853,3 м, водонасыщенные с отметки -853,6 м. В скважине ЗТ-312 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -853 м, водонасыщенные с отметки -853,2 м.

Опробование проведено в скважине ЗТ-309 в интервале 1000,5-1002 м (-844,7-846,2 м). В результате опробования свабированием и фонтанным способом всего было извлечено 61,87 м^3 нефти. Уровень ВНК по данным ГИС находится в интервале отметок -853,2-853,3 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,0 м до 6,2 м, в среднем по скважинам – 3,6 м. Площадь нефтеносности составляет 345 тыс.м^2.

Размеры залежи – 0,7×0,6 км, высота залежи – 15 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-70

В контуре залежи одна скважина ЗТ-70, в которой выделяются нефтенасыщенные коллекторы, водонасыщенные коллекторы не вскрыты. При опробовании из интервала 987,5-990,0 м (-831,6-834,1 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 97,4 м^3/сут на 10 мм штуцере. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -834,1 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составила 7,9 м.

Площадь нефтеносности составила 507 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,8×0,9 км, высота залежи – около 8 м. Залежь пластовая, литологически экранированная.

Залежь 3(43)

В контур залежи попадает 22 скважин. Залежь с юго-востока ограничена тектоническим нарушением Р-16, с запада и северо-востока – зонами литологического замещения и осложнена выступами фундамента в районе скважин ЗТ-40 и ЗТ-9.

В скважинах ЗТ-322, ЗТ-327 и ЗТ-351 по ГИС выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы, в остальных скважинах – только нефтенасыщенные.

При индивидуальном опробовании промышленные притоки нефти получены в 12 скважинах, еще в 2 скважинах (ЗТ-353, ЗТ-360) – при совместном опробовании с горизонтом М-0-2-А’. Полученные дебиты нефти изменяются в широких пределах от 6,0 м^3/сут до 237,2 м^3/сут. В приконтурной скважине ЗТ-326 получен приток пластовой воды. В скважине ЗТ-322, расположенной в водонефтяной зоне поблизости с контуром залежи, при перфорации нефте- и водонасыщенного интервала получен приток воды с небольшим количеством нефти.

В западной части залежи наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-327 и составляет -840,5 м. В восточной части залежи в скважине ЗТ-351 фиксируется наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов -836,7 м. Уровень ВНК принят в пределах глубин -836,7-840,5 м.

Скважины ЗТ-350, ЗТ-361 и ЗТ-364 вскрыли пласты коллекторы выше принятого ВНК, часть пластов обводнена вследствие эксплуатации соседних скважин. В скважине ЗТ-361 в результате опробования интервала 969-973,5 м (-811,7-816,2 м) получено 36,01 м³ нефти и 63,11 м³ воды. В скважине ЗТ-350 в результате опробования интервала 957-965,5 м (-796,7-805,2 м) получено 30,97 м³ нефти. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 0,5 м до 24,4 м, в среднем по скважинам составляя 9,2 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 5277 тыс.м^2, уточненная – 5500

тыс.м^2. Размеры залежи около 2,6×4,0 км, высота залежи – 44 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически, тектонически и стратиграфически экранированная.

Залежь 4(44)

Залежь вскрыта двумя скважинами ЗТ-78 и ЗТ-357, в которых вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. Подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметках -822,3 м и -823,7 м, кровля водонасыщенных коллекторов – на отметках -846,6 м и -824,5 м, соответственно.

Опробованием продуктивность подтверждена в скважине ЗТ-78, где из интервала 976-980 м (-817,8-821,8 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 62,1 м^3/сут на 10 мм штуцере.

Уровень ВНК принят на отметке -823,7 м по данным ГИС в скважине ЗТ-357. Ранее уровень ВНК принимался на отметке -822,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 3,9 м до 8,2 м, в среднем по скважинам – 6,0 м.

Площадь нефтеносности составила 774 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,6×1,9 км, высота залежи – около 10 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Залежь 5(45)

Залежь с юга, северо-запада, северо-востока и юго-запада ограничена тектоническими нарушениями и осложнена зоной литологического замещения коллекторов в районе скважин ЗТ-: 43, 372, 373, 374.

Залежь вскрыта 12 скважинами, из них 2 скважины новые. Во всех скважинах по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы. Водонасыщенные коллекторы не вскрыты.

При опробовании продуктивность подтверждена в 10 скважинах, из них в 3 скважинах (ЗТ-83, ЗТ-124, ЗТ-371) – при совместном опробовании с горизонтом М-0-2-А’, полученные дебиты нефти составляют 2,0-110,4 м^3/сут. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составляет -828,1 м в скважине ЗТ-82.

Уровень ВНК принят условно по подошве выделенного по ГИС нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-82 на отметке -828,8 м. В пределах установленного контура нефтеносности были пробурены скважины ЗТ-368 и ЗТ-375. В скважине ЗТ-375 проведено совместное опробование интервалов 920-928,5 м (М-0-2-А’), 930,5-935 м, 938,5-939,5 м (М-0-2-Б) в результате которого приток из пласта не получен. Вокруг скважины ЗТ-375 закартирована зона отсутствия коллектора.

В скважине ЗТ-368 проведено совместное опробование интервалов 952-955; 957-959 м (М-0-2-А’), 962,5-968 м (М-0-2-Б), в результате которого получено 1,13 м³ нефти, объект оценен как низкопроницаемый.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,3 м до 13,3 м, в среднем по скважинам составляя 5,5 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 7885 тыс.м^2, уточненная – 7774 тыс.м^2. Размеры залежи 2,4×4,7 км, высота залежи 42,4 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт М-0-3-А

Горизонт вскрыт 204 пробуренными скважинами, из них в 44 скважинах горизонт не вскрыт полностью, 23 скважины попадают в область выступов домезозойского фундамента.

По горизонту выделяется от 1 до 29 пластов-коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 10,0, коэффициент песчанистости – 0,364 д. ед.

Горизонт М-0-3-А – наиболее мощный продуктивный горизонт в разрезе верхненеокомских отложений. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 6,4 м до 103,5 м, в среднем – 72,1 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 2,1 м до 60,4 м. По горизонту выделено всего 8 нефтяных залежей в пределах Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов.

Северо-Западный свод

Залежь в районе скважины ЗТ-170

Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-170, в которой по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1084,9 м и водонасыщенные коллекторы с отметки -1085,4 м. Опробование в скважине не проводилось. Уровень ВНК принят на отметке -1084,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет всего 0,7 м. Площадь нефтеносности составляет 106 тыс.м^2. Размеры залежи 0,3×0,5 км, высота залежи – 0,7 м. Залежь водоплавающая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь 1(46)

Залежь 1(46) оконтурена в районе небольшого обособленного свода, расположенного в пределах флексуры. Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-45, в которой выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы. Горизонт опробован в интервале 1246-1249 м (-1104,2-1107,2 м), получен приток нефти дебитом 4,6 м^3/сут.

Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -1107,2 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,5 м. Площадь нефтеносности – 295 тыс.м^2. Размеры залежи 0,5×0,7 км, высота залежи около 3 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь 3(48)

Залежь выделена по одной скважине ЗТ-54 в пределах обособленного небольшого свода. В скважине ЗТ-54 вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. При опробовании получен фонтанный приток нефти дебитом 9,0 $м^3$/сут на 10 мм штуцере. Подошва продуктивного коллектора отбивается на отметке -1117,2 м, кровля водонасыщенных коллекторов – на отметке -1118,4 м. ВНК принят на отметке -1117,2 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,2 м. Площадь нефтеносности – 191 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 0,5×0,5 км, высота залежи – 1,5 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь 4(49)

Залежь была вскрыта одной скважиной ЗТ-31. В скважине ЗТ-31 вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы. При опробовании получен фонтанный приток нефти дебитом 26,3 $м^3$/сут на 10 мм штуцере. На глубине -1058,9 м отбивается прямой ВНК. На данной отметке был принят уровень ВНК по залежи. Пробурена скважина ЗТ-12, которая по данным ГИС вскрыла нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -1059,7 м, водонасыщенные с -1059,8 м. В результате бурения скважины положение ВНК уточняется в интервале отметок -1058,9-1059,7 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,7 м до 2,4 м, в среднем по скважинам составляя 2,1 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 420 тыс.$м^2$, уточненная – 610 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 0,5×1,0 км, высота залежи – 2,4 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(51)

В контуре залежи находятся 8 скважин. Опробование проведено во всех скважинах. Полученные дебиты нефти составляют 1,59-77,86 $м^3$/сут. Притоки пластовой воды из водонасыщенной части разреза получены в скважинах ЗТ-19 и ЗТ-109. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-30 на уровне -1026,4 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -1029,2 м в скважине ЗТ-250. Уровень ВНК принят на отметке -1026,4 м по скважине ЗТ-30.

Пробурена скважина ЗТ-261 при опробовании которой в интервалах 1108,5-1109,5 м (М-0-2-Б), 1119,5-1121 м, 1126-1128 м, 1134,5-1136 м (М-0-3-А’), получено 97,64 $м^3$ нефти. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 0,9 м до 10,0 м, в среднем по скважинам – 4,1 м. Площадь нефтеносности составляет 1849 тыс.$м^2$. Размеры залежи 1,1×2,2 км, высота залежи – 40,2 м. Залежь водоплавающая, сводовая, литологически и тектонически экранированная.

Залежь 2(52)

Залежь вскрыта в 11 скважинах. В 9 скважинах вскрыты нефте- и водонасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-90 вскрыта только верхняя нефтенасыщенная часть горизонта.

Опробование проведено в 7 скважинах, полученные дебиты нефти изменяются в пределах 17,2-51,1 $м^3$/сут. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов отбивается по ГИС в скважине ЗТ-279 на уровне -1001,1 м. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -998,5 м в скважине ЗТ-280. Уровень ВНК принят в пределах отметок -998,5-1001,1 м.

Из двух скважин пробуренных в пределах контура нефтеносности скважина ЗТ-274 вскрыла нефтенасыщенные пласты коллекторы до отметки -997,4, что укладывается в принятое положение контакта, а скважина ЗТ-285 вскрыла водонасыщенные пласты с отметки -1008,8 м. В скважине ЗТ-274 опробование горизонта М-0-3-А проведено совместно с М-0-2-Б в интервалах 1083,5-1084,5 м, 1090,5-1091,5 м, 1107-1108 м, 1109-1113,5 м, при котором всего было извлечено 35,57 $м^3$ нефти. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,0 м до 10,9 м, в среднем по скважинам составляя 4,7 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 2303 тыс.$м^2$, уточненная – 2220 тыс.$м^2$. Размеры залежи – около 0,9×2,8 км, высота залежи – 24 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-307

По данным интерпретации материалов ГИС в скважине ЗТ-307 выявлена залежь нефти, примыкающая на юго-востоке к тектоническому нарушению Р-13' и на северо-востоке к выступу домезозойского фундамента.

В скважине ЗТ-307 по ГИС выделен один нефтенасыщенный коллектор с небольшой эффективной толщиной, равной 0,6 м. Подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -917,0 м. В скважине ЗТ-68 кровля верхнего опробованного водонасыщенного коллектора находится на отметке -916,1 м. Уровень ВНК принят в пределах отметок -916,1-917,0 м.

В пределах установленного контура залежи пробурены скважины ЗТ-306 и ЗТ-308. В скважине ЗТ-306 горизонт отсутствует, вскрыты отложения палеозоя. В скважине ЗТ-308 по данным ГИС выделены водонасыщенные пласты коллекторы с отметки -916,4 м. Опробование проведено в интервалах 1040-1043 м (-910,4-913,4 м), где по данным ГИС также имелись признаки коллектора, однако притока из интервала не получено.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 314 тыс.$м^2$, уточненная – 130

тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,3×0,7 км, высота залежи – около 10 м. Залежь водоплавающая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Залежь 1(53)

Залежь оконтурена в районе небольшого свода в районе скважины ЗТ-70. Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-70, расположенной в центре свода залежи. В скважине проведено опробование интервала 1010-1012 м (-854,1-856,1 м), получен приток нефти дебитом 6,3 м^3/сут. Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -858,6 м. Вскрытая нефтенасыщенная толщина составила 2,8 м.

Площадь залежи составляет 315 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,3×0,5 км, высота залежи – около 4,2 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

<u>Горизонт М-0-3-Б</u>

По горизонту выделяется от 1 до 8 пластов-коллекторов, средний по горизонту коэффициент расчлененности составляет 2,5 д.ед., коэффициент песчанистости – 0,348 д.ед.

Общая толщина горизонта варьирует в пределах от 3,3 до 115,1 м, в среднем – 15,5 м. Общие эффективные толщины в целом по горизонту изменяются от 0,6 м до 14,8 м.

В пределах Северо-Западного, Центрального сводов всего выделено 6 нефтяных залежей. В большинстве скважин Юго-Восточного свода горизонт не вскрыт, скважины попадают в область выступа фундамента.

<u>Северо-Западный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-2

В скважине ЗТ-2 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1175,3 м и водонасыщенные – с отметки -1176,4 м. Опробование проведено совместно в нефте- и водонасыщенной части разреза в интервале 1326,5-1329,5 (-1174,2-1177,2 м), получен приток нефти и воды. Дебит нефти составил 5,0 м^3/сут. В скважине ЗТ-168 продуктивность доказана опробованием: в интервале 1324-1325,5 м (1169-1170,5 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 28,7 м^3/сут на 7 мм штуцере. В скважине ЗТ-153 по результатам опробования получен приток небольшого количества нефти с водой.

По данным ГИС подошва нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-168 отбивается на отметке -1172,0 м. Кровля опробованного водонасыщенного коллектора в скважине ЗТ-153 составляет -1172,3 м.

Подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗТ-2 фиксируется на отметке -1175,3 м. ВНК принят в интервале абсолютных отметок -1172,9-1175,3 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 2,8 м, в среднем 1,4 м. Площадь нефтеносности составляет 215 тыс.м^2. Размеры залежи 0,2×0,3 км, высота залежи –

0,8 м. Залежь водоплавающая, сводовая.

Залежь 2(55)

В контуре залежи расположены 5 скважин. Продуктивность подтверждена опробованием во всех скважинах, получены фонтанные притоки нефти до отметки -1174,0 м. Дебиты нефти составили 2,7-139,8 м^3/сут. По ГИС во всех 5 скважинах выделяются нефтенасыщенные коллекторы, самая нижняя отметка которых составляет -1174,0 м в скважине ЗТ-103. Наиболее высокая отметка кровли водонасыщенных коллекторов по ГИС составляет -1186,4 м в скважине ЗТ-166. Уровень ВНК принят условно на отметке -1174,0 м, по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора по ГИС. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 5,5 м до 7,0 м, в среднем по скважинам составляя 6,2 м. Площадь нефтеносности составляет 1435 тыс.м^2. Размеры залежи 1,1×1,6 км, высота залежи – около 15 м. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скважины ЗТ-56

В контуре рассматриваемой залежи находятся 4 скважины. С юга и востока залежь ограничена зоной отсутствия коллекторов и с юга – выступом фундамента. При опробовании в скважинах ЗТ-56 и ЗТ-218 получены притоки нефти дебитами 14,3-17,2 м^3/сут.

Нижняя отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-56 составила -1185,0 м. На данной отметке принят уровень ВНК по залежи.

В пределах установленного контура нефтеносности были пробурены скважины ЗТ-209 и ЗТ-215. Скважина данными ГИС и опробования не подтвредила наличие нефтенасыщенных пластов-коллекторов, вокруг скважины закартирована зона отсутствия коллектора.

В скважине ЗТ-209 выделены нефтенасыщенные коллекторы до абсолютной отметки -1184 м, водонасыщенные с отметки -1187,1 м, что укладывается в принятое положение контакта. Опробование в скважине проведено в интервалах перфорации 1300,5-1301,5 м (-1159,1-1160,1 м), 1308-1309 м (-1166,6-1167,6 м), 1312-1315 м (-1170,6-1173,6 м), 1321,5-1322,5 м (-1180,1-1181,1 м), в результате опробования из интервалов получено 23,23 м^3 нефти. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 2,5 м до 3,8 м, в среднем по скважинам – 3,1 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1876 тыс.м^2, уточненная – 1640 тыс.м^2. Размеры залежи 1,1×2,3 км, высота залежи – 28 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически и стратиграфически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-63

В районе пробуренной скважины ЗТ-63 оконтурена обособленная залежь с собственным уровнем ВНК. В контуре залежи одна скважина ЗТ-63, в которой вскрыты

нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1171,0 м. При опробовании в интервале 1296,5-1306,1 м (-1162,2-1171,8 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 28,3 м^3/сут на 10 мм штуцере. Водонасыщенные коллекторы вскрыты в скважине ЗТ-207, расположенной за контуром залежи, с отметки -1174,9 м. Коллекторы опробованы в интервале 1310-1315 м (-1175,1-1180,1 м), получен приток пластовой воды. Уровень ВНК по залежи принят на глубине -1171,0 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8 м. Площадь нефтеносности составляет 815 тыс.м^2. Размеры залежи 1,1×1,1 км, высота залежи – 2,8 м. Залежь пластовая, сводовая.

<u>Центральный свод</u>

Залежь 1(57)

Залежь примыкает на северо-востоке к выступу фундамента. Залежь выделена по данным бурения двух скважин: скважина ЗТ-250 вскрыла залежь в своде и скважина ЗТ-108 – в приконтурной зоне. В скважине ЗТ-108 проведено опробование нефтенасыщенного интервала 1178-1183 м (-1063-1068 м), получен приток нефти дебитом 4,8 м^3/сут.

В обеих скважинах по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы до наиболее низкой отметки -1067,3 м в скважине ЗТ-108. Водонасыщенные коллекторы вскрыты в соседних законтурных скважинах ЗТ-107 и ЗТ-109 с отметки -1101,0 м. Уровень ВНК принят условно на отметке -1067,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 1,7 м до 3,6 м, в среднем по скважинам – 2,6 м. Площадь нефтеносности составляет 261 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,6×0,7 км, высота залежи – 21,1 м. Залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная.

Залежь 2(58)

Залежь была вскрыта одной скважиной ЗТ-4, в которой по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор в интервале 1133,3-1135,1 м (-1016,9-1018,7 м). Водонасыщенные коллекторы в скважине не вскрыты. Опробование проведено в интервале 1133-1135,5 м (-1016,6-1019,1 м), получен приток нефти дебитом 17,0 м^3/сут.

Уровень ВНК был принят условно на отметке -1018,7 м. Рядом с залежью пробурена скважина ЗТ-274, которая вскрыла нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -1036,3 м.

В скважине ЗТ-274 проведено опробование в интервалах 1142,5-1148 м (-1026,4-1031,9 м), в результате которого получено 0,33 м³ нефти, коллектор оценен как низкопроницаемый. По полученным данным условный уровень ВНК уточняется до отметки -1036,3 м. Вскрытая в скважине ЗТ-4 эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м, в скважине ЗТ-274 – 4,5 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 78 тыс.м^2, уточненная – 200 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,4×0,4 км, высота залежи – 1,8 м. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт PZ

Продуктивность приурочена к коре выветривания в кровельной части палеозойских отложений. Вскрытая толщина горизонта достигает 326,3 м. В большинстве скважин во вскрытом разрезе палеозоя коллекторы не выделяются. По остальным скважинам выделяется от 1 до 17 пластов-коллекторов, средний коэффициент расчлененности составляет 4,0, коэффициент песчанистости – 0,080 д.ед. Общие эффективные толщины изменяются от 0,5 м до 28,0 м. Всего по горизонту выделено 12 залежей (3 газонефтяных и 9 нефтяных) в пределах Северо-Западного и Юго-Восточного сводов. Необходимо отметить, что залежи по типу природного резервуара – массивные, при этом, с учетом высокой степени неоднородности коллекторов и сложного строения.

Северо-Западный свод

Залежь 1(59)

Всего в контур залежи попадает 27 скважины. Залежь газонефтяная, осложнена несколькими обособленными зонами замещения коллекторов и отделена одной из них от участков в районе скважин ЗТ-51 и ЗТ-102. На востоке ограничена тектоническими нарушениями Р-2 и Р-2'. В районе скважин ЗТ-168, ЗТ-170 и ЗТ-172 выделяется газовая шапка. В 3 скважинах по ГИС выделены газо- и нефтенасыщенные коллекторы, в 15 скважинах – нефтенасыщенные и в 9 скважинах – нефте- и водонасыщенные.

При опробовании в скважине ЗТ-170 получен приток газа без жидкости из интервала перфорации 1406-1416 м (-1243,9-1253,9 м). Дебит не замерялся, отобрана проба газа на исследование состава. Промышленные притоки нефти получены в 8 скважинах, полученные дебиты изменяются в пределах 1,2-73,0 м^3/сут. Наиболее низкая отметка получения безводной нефти составила -1292,6 м в скважине ЗТ-53. Притоки пластовой воды из водонасыщенной части разреза получены в скважине ЗТ-152 и в законтурных скважинах ЗТ-115 и ЗТ-52. Газонасыщенные коллекторы выделены в скважинах ЗТ-168, ЗТ-170 и ЗТ-172. Наиболее низкая отметка газонасыщенных коллекторов составляет -1248,5 м в скважине ЗТ-170. Уровень ГНК принят на отметке -1248,5 м.

Уровень ВНК принимался в пределах отметок -1289,6-1293,8 м и по прямым ВНК в скважинах ЗТ-176 и ЗТ-53.

В пределах установленного контура нефтеносности залежи пробурена скважина ЗТ-192, на границе контура – скважины ЗТ-171, ЗТ-193 и ЗТ-195. Также за контуром нефтеносности залежи пробурена скважина ЗТ-196.

В скважинах ЗТ-171, ЗТ-192 и ЗТ-195 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютных отметок -1279,9 м. -1281,7 м, -1284,0 м, соответственно.

В скважинах ЗТ-193 и ЗТ-196 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютных отметок -1292,6 м. -1286,0 м, соответственно. Кровли водонасыщенных пластов фиксируются на отметках -1289,2 м (скв. ЗТ-193) и -1292,4 м (скв. ЗТ-196). Новые скважины не повлияли на принятое положение контакта, но уточнили его контур. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в пределах 0,5-5,6 м, в среднем 2,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах 0,6-11,8 м, в среднем по скважинам – 4,4 м.

Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1986 тыс.м^2, уточненная – 2090 тыс.м^2. Площадь газоносности составляет 204 тыс.м^2. Общие размеры залежи – около 2,0×2,1 км, высота залежи – 63,6 м. Залежь массивная, литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-102

Залежь нефтяная, вскрыта в двух скважинах ЗТ-55 и ЗТ-102, обе скважины расположены в приконтурной области, свод залежи не вскрыт. Залежь с севера экранирована зоной замещения коллекторов и тектоническим нарушением Р-2'.

Продуктивность подтверждена опробованием в обеих скважинах, притоки нефти дебитами 14,1-83,8 м^3/сут получены до нижней отметки интервалов перфорации -1289,2 м.

Самая низкая отметка выделяемых по ГИС нефтенасыщенных коллекторов составляет -1288,2 м в скважине ЗТ-55. Водонасыщенные коллекторы не вскрыты. Уровень ВНК принят условно на отметке -1288,2 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в диапазоне от 4,1 м до 8,7 м, в среднем по скважинам – 6,4 м.

Площадь нефтеносности составляет 572 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×1,1 км, высота залежи – около 30 м. Залежь массивная, литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-51

Газонефтяная залежь отделена от залежи 1(59) и залежи в районе скважины ЗТ-102 зоной замещения коллекторов и тектоническим нарушением Р-2. В контуре залежи расположены две скважины.

В скважине ЗТ-101 выделены газонасыщенные коллекторы до отметки -1260,2 м. При опробовании в интервале 1403-1409 м (-1254,9-1260,9 м) получен приток газа.

В скважине ЗТ-51 выделены газонасыщенные коллекторы до отметки -1250,9 м и нефтенасыщенный коллектор в интервале абсолютных отметок -1283,0-1284,0 м.

Опробование проведено в интервале перфорации 1398,8-1405,0 м (-1244,96-1251,15 м), получен приток газа дебитом 6,6 тыс.м^3/сут на 7 мм штуцере. Уровень ГНК принят условно на отметке -1260,2 м, уровень ВНК – на отметке -1284,0 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах от 1,3 м до 11,0 м, в среднем по скважинам составляя 4,8 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая в скважине ЗТ-51 равна 1,0 м. Площадь газоносности составляет 442 тыс.м^2, площадь нефтеносности – 555 тыс.м^2. Общие размеры залежи – 0,8×1,2 км, высота залежи – около 25 м. Залежь массивная, литологически и тектонически экранированная.

Залежь 2(60)

В контуре залежи 3 скважины. В скважине ЗТ-103 по ГИС выделены газонасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-45 – газо- и нефтенасыщенные, в скважине ЗТ-54 – нефтенасыщенные. Водонасыщенные коллекторы вскрыты в законтурных скважинах ЗТ-5 и ЗТ-104. Нефтегазоносность подтверждена опробованием. При опробовании в скважине ЗТ-103 из интервала 1349-1354 м (-1209-1214 м) получен приток газа.

В скважине ЗТ-45 при перфорации газо- и нефтенасыщенной части разреза в интервале 1350,0-1358,0 м (-1208,2-1216,2 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 26,95 м^3/сут и газа дебитом 77,0 тыс.м^3/сут.

В скважине ЗТ-54 из интервала перфорации 1386-1391 м (-1246,2-1251,2 м) получен приток нефти дебитом 5,6 м^3/сут. Уровень ГНК принят по подошве газонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-103 и кровле нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-45 на отметке -1212,3 м.

Уровень ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-54 на отметке -1248,9 м.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в пределах от 1,8 м до 2,1 м, в среднем 1,9 м, эффективные нефтенасыщенные толщины – 2,7-4,8 м, в среднем 3,8 м.

Площадь газоносности составляет 167 тыс.м^2, площадь нефтеносности – 840 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,7×1,3 км, высота залежи – 43 м. Залежь массивная, литологически экранированная.

Залежь 3(61)

Залежь вскрыта в 6 скважинах. Залежь ограничена на юге, юго-востоке и небольшом участке на северо-западе зоной замещения коллекторов. В скважинах ЗТ-203, ЗТ-213 и ЗТ-218 вскрыты только нефтенасыщенные коллекторы, в скважине ЗТ-56 – нефте- и водонасыщенные. Опробование проведено в скважине ЗТ-56, где опробованы отдельно

нефтенасыщенный и водонасыщенный интервалы, получен приток нефти дебитом 3,8 $м^3$/сут и приток пластовой воды из водонасыщенной части разреза. В скважине ЗТ-218 подошва нефтенасыщенных коллекторов отбивается на отметке -1258,3 м. Кровля водонасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-56 находится на отметке -1314,0 м. Уровень ВНК принят условно на отметке -1258,3 м.

В непосредственной близости от залежи были пробурены скважины ЗТ-209 и ЗТ-211, местоположение точки вскрытия горизонта пришлось на ранее установленные зоны отсутствия коллектора. По данным ГИС в разрезе горизонта в скважине ЗТ-209 выделены пласты-коллекторы, характер насыщения которых определен в соответствии с принятым ВНК по залежи.

В скважине 211 также имелись признаки глинизированного нефтенасыщенного коллектора, однако в результате проведенного опробования в интервалах перфорации 1298-1301 м (-1160,2-1163,2 м), 1304,5-1305,5 м (-1166,7-1167,7 м), 1311-1312 м (-1173,2-1174,2 м) притока нефти из пласта не получено.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются в пределах 0,6-6,2 м, в среднем по скважинам – 28 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 1916 тыс.$м^2$, уточненная – 1985 тыс.$м^2$. Общие размеры залежи – около 1,2×2,0 км, высота залежи – 159,3 м. Залежь массивная, литологически экранированная.

Залежь 4(62)

Залежь вскрыта одной скважиной ЗТ-63, в которой выделены нефтенасыщенные коллекторы. С юго-запада залежь ограничена зоной литологического замещения коллекторов. При опробовании в скважине ЗТ-63 получен приток нефти дебитом 1,9 $м^3$/сут.

Уровень ВНК принят на отметке -1223,5 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине ЗТ-63.

Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м. Площадь нефтеносности – 256 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 0,5×0,7 км, высота залежи – 26,3 м. Залежь массивная, литологически ограниченная.

Залежь в районе скважины ЗТ-234

По данным бурения скважины ЗТ-234 выявлена небольшая залежь нефти, ограниченная с запада зоной замещения коллекторов. В скважине ЗТ-234 по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор до отметки -1158,5 м и водонасыщенные коллекторы с отметки -1166,3 м. При опробовании совместно нефте- и водонасыщенных пластов получен приток нефти и воды. Дебит нефти составил 2,3 $м^3$/сут. Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -1158,5 м.

Рядом с залежью пробурена скважина ЗТ-212, в пределах ранее выделенной зоны отсутствия коллектора. В скважине ЗТ-212 по данным ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор до абсолютной отметки -1149,9 м. По данным бурения скважины ЗТ-212 уточнен контур залежи. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 м до 1,4 м. Утвержденная площадь нефтеносности составляет 44 тыс.м^2, уточненная – 110 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,2×0,5 км, высота залежи порядка 10 м. Залежь водоплавающая, литологически экранированная.

<u>Юго-Восточный свод</u>

Залежь в районе скважины ЗТ-127

Залежь выявлена по данным бурения скважин ЗТ-127 и ЗТ-305, в которых по ГИС выявлены нефтенасыщенные коллекторы в разрезе палеозоя. Скважина ЗТ-127 вскрыла залежь в своде, скважина ЗТ-305 – у контура. Залежь с юго-востока ограничена зоной замещения коллекторов. Опробование проведено в скважине ЗТ-127, где был получен приток безводной нефти дебитом 6,5 м^3/сут.

Водонасыщенные коллекторы по залежи скважинами не вскрыты. Уровень ВНК принят условно на отметке -986,3 м. Вскрытые нефтенасыщенные толщины составляют 0,5-2,2 м, в среднем 1,4 м.

Площадь залежи составляет 533 тыс.м^2. Размеры залежи – около 0,6×1,0 км, высота залежи – 60 м. Залежь массивная, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-126

Залежь выявлена по данным бурения скважины ЗТ-126 вскрывшей залежь в приконтактной зоне. Залежь с запада ограничена зоной замещения коллекторов.

По данным интерпретации материалов ГИС выделен один нефтенасыщенный коллектор в интервале 976,4-978,2 м (-861,9-863,7 м). При опробовании притока не получено.

Уровень ВНК принят условно на отметке -863,7 м. Вскрытая нефтенасыщенная толщина равна 1,8 м. Площадь залежи составляет 189 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,5×0,6 км, высота залежи – около 25 м. Залежь массивная, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины ЗТ-315

По данным бурения новой скважины ЗТ-315 также выявлена залежь, ограниченная с юга зоной отсутствия коллекторов. В скважине ЗТ-315 по данным ГИС выделяется нефтенасыщенный коллектор в интервале 1027,8-1028,4 (-877,3-877,9 м).

Опробование не проводилось. Уровень ВНК принят условно на отметке -877,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Вскрытая нефтенасыщенная толщина равна 0,6 м.

Площадь залежи составляет 55 тыс.м^2. Размеры залежи – 0,1×0,2 км, высота залежи –

около 1 м. Залежь массивная, литологически экранированная.

Залежь 1(63)

Залежь вскрыта в скважине ЗТ-91.

В скважине ЗТ-91 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -661,4 м и водонасыщенные коллекторы с отметки -665,8 м. При опробовании совместно нефтенасыщенных и водонасыщенных по ГИС пластов получен приток нефти и воды. Полученный дебит нефти составил 73,5 $м^3$/сут. Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -661,4 м.

Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,7 м. Площадь залежи составила 238 тыс.$м^2$. Размеры залежи – около 0,5×0,6 км, высота залежи – 7 м. Залежь массивная, водоплавающая.

Залежь в районе скважины ЗТ-93

Залежь выявлена по данным бурения скважины ЗТ-93 в пределах обособленного свода небольшого размера. В скважине ЗТ-93 вскрыты нефтенасыщенные коллекторы до отметки -618,2 м и водонасыщенные коллекторы с отметки -625,0 м. Продуктивные пласты опробованы не были. При опробовании в интервале 776-786 м (-621,8-631,8 м) получена пластовая вода. Уровень ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов на отметке -618,2 м. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,4 м. Площадь залежи составила 32 тыс.$м^2$. Размеры залежи – 0,2×0,2 км, высота залежи – 13,2 м. Залежь массивная, водоплавающая.

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

В данном разделе представлены все имеющиеся результаты исследований нефти и газа месторождения Западный Тузколь в пластовых и поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Всего по состоянию изученности на 01.07.2024 г. физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 98 глубинных проб нефти, отобранных из 88 скважин; дегазированной нефти – 120 проб из 81 скважины; растворённого газа – 98 проб из 88 скважин и 4 пробы свободного газа из 3-х скважин.

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

Свойства пластовой нефти рассматриваются по следующим объектам разработки:

- I объект – горизонт А-1-1 Северо-Западного свода;
- II объект – горизонт А-1-4 Северо-Западного свода и Юго-Восточного сводов;
- III объект – М-горизонты Северо-Западного, Центрального и Юго-Восточного сводов и горизонт PZ Северо-Западного и Юго-Восточного сводов.

Всего по состоянию изученности на 01.07.2024 г. физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 98 глубинных проб нефти.

Исследования физико-химических свойств глубинных проб нефти проводилось в Китайской компании «КНЕК» на стационарной установке типа HBBlackOilPVTAnalyzer и HD-IV Mercury Free PVT Analyzer.

По пробам в лаборатории проведена проверка качества, определение типа флюида, по результатам моделирования в программе Eclipse получена диаграмма фазового состояния пластового флюида и по выбранным пробам выполнены следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой системы;
- опыт однократного разгазирования;
- ступенчатое разгазирование при пластовой температуре;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение компонентного состава.

В результате опыта объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

В результате анализа были отбракованы некоторые значения и пробы:

– по Северо-Западному своду отбракованы пробы из скважин ЗТ-22 от 29.04.2015 г., ЗТ-113 от 16.03.2021 г., ЗТ-166 от 13.02.2020 г., ЗТ-170 от 11.02.2018 г., ЗТ-175 от 09.02.2021 г. с очень завышенными значениями газосодержания; из скважин ЗТ-2 от 27.03.2011 г., ЗТ-3 от 02.01.2011 г., ЗТ-41 от 06.02.2013 г., отобранные на раннем этапе разработки месторождения, с заниженными значениями газодержания; также отбраковано завышенное значение динамической вязкости пластовой нефти из скважины ЗТ-115 от 30.12.2020 г. и не соответствующее другим параметрам значение объёмного коэффициента по пробе из скважины ЗТ-203 от 11.09.2015 г.;

– по Центральному своду отбракованы пробы из скважины ЗТ-270 от 19.08.2015 г. по причине завышенного газосодержания, из скважины ЗТ-112 от 19.04.2014 г. из-за заниженных значений параметров;

– по Юго-Восточному своду отбракованы пробы из скважины ЗТ-122 от 08.08.2021 г. по причине завышенного газосодержания, из скважин ЗТ-112 от 05.09.2013 г. и ЗТ-91 от 23.08.2015 г. из-за заниженных значений параметров. По скважине ЗТ-91 горизонта PZ отмечаются также аномальные значения плотности пластовой и разгазированной нефти. Кроме того отбракованы результаты исследований из скважин ЗТ-304 от 10.08.2022 г. и ЗТ-379 от 30.04.2022 г. из-за того, что пробы при отборе находились в двухфазном состоянии (давление насыщения больше забойного давления). Исследование данных проб проводилось при искусственно завышенных значениях пластового давления (псевдопластового) для приведения пластовой нефти в однофазное состояние.

По пробам из скважин ЗТ-212, ЗТ-308 и ЗТ-312, исследованным в 2023 г., получены низкие значения плотности нефти после разгазирования (значительно отличаются от плотности поверхностных проб нефти). Данный параметр участвует в расчётах других параметров, следовательно, все результаты не могут быть надёжными и отбракованы. Из скважины ЗТ-212 в тоже время отбиралась поверхностная проба нефти со значением плотности при стандартных условиях – 0,815 г/см^3, плотность нефти из этой скважины после однократного разгазирования – 0,787 г/см^3.

Все имеющиеся на дату отчета результаты исследований проб пластовой нефти представлены в таблице 1.1.6.1.1.

<u>I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*</u>

Физико-химические свойства пластовой нефти I объекта разработки охарактеризованы результатами исследований 3 глубинных проб нефти, отобранных из скважин ЗТ-60, ЗТ-115 и ЗТ-150 залежи 1 (1).

Нефть недонасыщена газом, давление насыщения при пластовых условиях составляет 0,13 МПа, газосодержание – 0,16 м^3/т, объёмный коэффициент – 1,004 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,878 г/см^3, динамическая вязкость – 10,38 мПа·с.

II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*

Физико-химические свойства пластовой нефти II объекта разработки охарактеризованы результатами исследований 5 глубинных проб нефти, отобранных из скважин ЗТ-2, ЗТ-47, ЗТ-53, ЗТ-59 и ЗТ-177 залежи 1(2).

Нефть недонасыщена газом, давление насыщения при пластовых условиях составляет 0,25 МПа, газосодержание – 3,05 м^3/т, объёмный коэффициент – 1,017 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,814 г/см^3, динамическая вязкость – 4,69 мПа·с.

III объект разработки *(Горизонты M+PZ Северо-Западного, Центрального, Юго-Восточного сводов)*

Месторождение Западный Тузколь отличается очень сложной геологией, свойства пластовой нефти III объекта разработки по залежам, продуктивным горизонтам и сводам неоднозначны и в данном разделе представлены отдельно по соответствующим сводам.

Горизонты M+PZ Северо-Западного свода

Физико-химические свойства пластовой нефти Северо-Западного свода III объекта разработки охарактеризованы результатами исследований 22 глубинных проб нефти, отобранных из скважин ЗТ-2, ЗТ-22, ЗТ-26, ЗТ-32, ЗТ-41, ЗТ-45, ЗТ-50, ЗТ-51, ЗТ-54, ЗТ-55, ЗТ-56, ЗТ-57, ЗТ-101, ЗТ-102, ЗТ-103, ЗТ-168, ЗТ-172, ЗТ-200, ЗТ-203 и ЗТ-209.

Нефть недонасыщена газом, давление насыщения при пластовых условиях в среднем составляет 5,86 МПа, газосодержание – 117,35 м^3/т, объёмный коэффициент – 1,332 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,715 г/см^3, динамическая вязкость – 1,26 мПа·с.

Горизонты M Центрального свода

Физико-химические свойства пластовой нефти Центрального свода III объекта разработки охарактеризованы результатами исследований 21 глубинной пробы нефти, отобранных из скважин ЗТ-1, ЗТ-4, ЗТ-6, ЗТ-7, ЗТ-19, ЗТ-90, ЗТ-96, ЗТ-108, ЗТ-112, ЗТ-118, ЗТ-259, ЗТ-260, ЗТ-263, ЗТ-272, ЗТ-279, ЗТ-282, ЗТ-285 и ЗТ-290.

Давление насыщения в среднем составляет 3,88 МПа, газосодержание – 84,07 м^3/т, объёмный коэффициент – 1,225 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,741 г/см^3, динамическая вязкость – 1,88 мПа·с.

Горизонты M+PZ Юго-Восточного свода

Физико-химические свойства пластовой нефти по Юго-Восточному своду III объекта разработки охарактеризованы результатами исследований 29 глубинных проб нефти,

отобранных из скважин ЗТ-9, ЗТ-42, ЗТ-48, ЗТ-65, ЗТ-70, ЗТ-72, ЗТ-74, ЗТ-77, ЗТ-83, ЗТ-121, ЗТ-125, ЗТ-305, ЗТ-309, ЗТ-314, ЗТ-317, ЗТ-322, ЗТ-327, ЗТ-330, ЗТ-333, ЗТ-339, ЗТ-343, ЗТ-345, ЗТ-347, ЗТ-352, ЗТ-353, ЗТ-359, ЗТ-373, ЗТ-383 и ЗТ-405.

Давление насыщения в среднем по Юго-Восточному своду составляет 3,15 МПа, газосодержание – 67,28 $м^3$/т, объёмный коэффициент – 1,198 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,743 г/$см^3$, динамическая вязкость – 1,74 мПа·с.

В среднем по III объекту разработки давление насыщения составляет 4,19 МПа, газосодержание – 87,48 $м^3$/т, объёмный коэффициент – 1,246 д.ед., плотность в пластовых условиях – 0,736 г/$см^3$, динамическая вязкость – 1,74 мПа·с.

В таблице 1.1.6.1.2 приведены количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2024 г. в сравнении с данными, полученными при обработке информации из документа «Анализ Разработки месторождения Западный Тузколь» от 2022 года.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Западный Тузколь. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

№№ п/п	№№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Горизонт	Залежь	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Плотность пластовой нефти, г/см³	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед	Усадка, %	Плотность сепарированной нефти, г/см³	Коэффициент растворимости, м³/м³/МПа	Исполнитель
												м³/т	м³/м³					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*																		
Горизонт А-1-1																		
1	ЗТ-60	15.05.2013	869,7-872,0	825	А-1-1	*1(1)*	8,27	50	0,10	0,879	8,07	0,15	0,13	1,001	0,10	0,880	1,31	КНЕК
2	ЗТ-150	26.05.2017	860,0-867,0	850	А-1-1	*1(1)*	8,21	50	0,10	0,885	12,68	0,12	0,11	1,001	0,10	0,884	1,10	КНЕК
3	ЗТ-115	30.12.2020	868,0-871,0	800	А-1-1	*1 (1)*	8,26	49	0,18	0,869	40,4*	0,21	0,18	1,011	1,09	0,877	1,02	КНЕК
Среднее по I объекту разработки									**0,13**	**0,878**	**10,38**	**0,16**	**0,14**	**1,004**	**0,43**	**0,880**	**1,14**	
II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*																		
Горизонт А-1-4																		
4	ЗТ-2	01.01.2011	984,0-989,0	970	А-1-4	*1(2)*	10,00	53	0,24	0,811	4,63	4,87	3,99	1,023	2,27	0,820	15,19	КНЕК
5	ЗТ-47	07.01.2013	982,0-990,0	970	А-1-4	*1(2)*	9,40	54	0,29	0,811	4,59	6,09	5,00	1,028	2,76	0,822	16,34	КНЕК
6	ЗТ-53	21.09.2013	992,0-997,0	820	А-1-4	*1(2)*	9,20	53	0,19	0,821	4,96	1,12	0,92	1,007	0,66	0,822	4,82	КНЕК
7	ЗТ-59	25.08.2013	990,5-993,0	930	А-1-4	*1(2)*	9,40	54	0,28	0,819	5,04	1,33	1,09	1,008	0,80	0,821	3,90	КНЕК
8	ЗТ-177	20.08.2019	978,0-989,0	970	А-1-4	*1(2)*	9,37	52	0,23	0,810	4,24	1,84	1,50	1,017	1,66	0,817	6,54	КНЕК
Среднее по II объекту разработки									**0,25**	**0,814**	**4,69**	**3,05**	**2,50**	**1,017**	**1,63**	**0,820**	**9,36**	
III объект разработки *(Горизонты М+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)*																		
Северо-Западный свод																		
Горизонт М-0-1-А, А'																		
9	ЗТ-22	19.05.2015	1123-1124,5; 1127,5-1131	1100	М-0-1-А, А'	*1(3)+ р-н ЗТ-2*	9,66	58	1,89	0,744	1,70	70,30	57,01	1,242	19,54	0,811	30,39	КНЕК
10	ЗТ-2	01.07.2011	1130,0-1133,0	1050	М-0-1-А'	*р-н ЗТ-2*	10,13	57	1,47	0,729	1,84	69,40	56,00	1,229	18,66	0,806	37,84	КНЕК
11	ЗТ-51	04.07.2013	1127,8-1129,8	1090	М-0-1-А'	*р-н ЗТ-2*	8,36	56	1,51	0,739	1,58	77,00	61,79	1,258	20,50	0,803	41,33	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-А									**1,62**	**0,737**	**1,71**	**72,23**	**58,27**	**1,243**	**19,57**	**0,807**	**36,52**	
Горизонт М-0-1-Б																		
12	ЗТ-45	11.07.2012	1130,11-1134,11	1100	М-0-1-Б	*2 (9)*	11,02	57	1,37	0,752	2,13	29,80	23,99	1,114	10,26	0,805	17,48	КНЕК
13	ЗТ-200	15.08.2016	1130,0-1135,5	990	М-0-1-Б	*2 (9)*	10,64	56	1,92	0,755	1,85	39,80	32,00	1,154	13,34	0,804	16,67	КНЕК
14	ЗТ-22*	29.04.2015	1143,5-1170,0	1100	М-0-1-Б+М-0-2-А, 92% из М-0-1-Б	*1(8)+1(19)*	8,24	59	4,35	0,657	1,42	263,60	212,40	1,847	45,87	0,806	52,05	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б									**1,65**	**0,754**	**1,99**	**34,80**	**28,00**	**1,134**	**11,8**	**0,805**	**17,08**	
Горизонт М-0-2-А, А'																		
15	ЗТ-54	14.11.2013	1153,7-1157,0	1130	М-0-2-А	*5(23)*	10,89	58	4,48	0,810	1,29	88,90	73,30	1,125	11,10	0,825	16,30	КНЕК
16	ЗТ-26	29.07.2013	1122-1151	1110	М-0-2-А	*5(23)*	10,13	53	7,35	0,703	0,98	139,70	114,00	1,383	27,70	0,816	15,60	КНЕК
17	ЗТ-41*	06.02.2013	1111,0-1113,0	1100	М-0-2-А	*5(23)*	8,71	53	4,60	0,760	2,76	39,10	32,00	1,126	11,20	0,818	6,90	КНЕК
18	ЗТ-203	11.09.2015	1140,0-1147,0	1120	М-0-2-А	*5(23)*	7,99	54	7,97	0,693	1,18	154,40	126,00	1,135*	30,30	0,816	15,80	КНЕК
19	ЗТ-170*	11.02.2018	1171,0-1181,0	1100	М-0-2-А	*р-н ЗТ-170*	10,00	58	2,86	0,636	0,52	425,10	315,00	2,196	54,46	0,741	110,06	КНЕК
20	ЗТ-166*	13.02.2020	1177,0-1179,0	1050	М-0-2-А	*5(23)*	10,47	58	3,86	0,665	0,65	269,62	214,00	1,800	44,46	0,794	55,53	КНЕК
21	ЗТ-41	16.12.2013	1137,0-1143,0	1140	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-206*	9,13	54	7,75	0,699	0,73	138,60	113,00	1,388	28,00	0,816	14,60	КНЕК
22	ЗТ-113*	16.03.2021	1186,0-1197,0	1100	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-113*	9,61	59	5,69	0,519	0,67	323,51	263,60	2,431	58,86	0,815	46,32	КНЕК
23	ЗТ-175*	09.02.2021	1168,0-1170,0; 1187,0-1188,0	1100	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-170*	9,69	57	2,80	0,725	0,65	224,70	178,30	1,577	36,58	0,793	63,7	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'									**6,89**	**0,726**	**1,05**	**130,40**	**106,58**	**1,299**	**24,28**	**0,818**	**15,58**	
Горизонты М-0-2-А'+М-0-2-Б																		
24	ЗТ-57	14.03.2013	1179,7-1181,4 совместно с 1150,0-1155,0	1110	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	7,62	54	7,56	0,694	1,00	144,50	118,00	1,398	28,50	0,817	15,60	КНЕК
25	ЗТ-56	07.07.2013	1162,3-1180,7	1146	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	7,34	56	7,14	0,702	0,77	136,10	111,00	1,386	27,84	0,816	15,58	КНЕК
26	ЗТ-3*	02.01.2011	1165,0-1166,5; 1187,3-1188,8	1140	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	9,05	56	0,73	0,793	3,85	11,02	9,00	1,050	4,78	0,817	12,21	КНЕК
27	ЗТ-212*	11.06.2023	1132,0-1134,0; 1140,0-1142,0; 1146,5-1149,5; 1161,5-1163,5	1100	М-0-2-А'; М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	10,38	54,3	9,01	0,694	0,64	106,93	84,15	1,263	20,8	0,787	9,34	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А'+М-0-2-Б									**7,35**	**0,698**	**0,89**	**140,30**	**114,50**	**1,392**	**28,17**	**0,817**	**15,59**	

Продолжение табл. 1.1.6.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонт М-0-2-Б																		
28	ЗТ-2*	27.03.2011	1207,0-1209,0	1200	М-0-2-Б	*1(31)*	14,00	68	9,59	0,679	0,55	17,81	14,30	1,461	31,57	0,803	14,93	КНЕК
29	ЗТ-22	21.07.2013	1205,6-1211,0	1150	М-0-2-Б	*1(31)*	11,80	61	3,90	0,712	0,93	113,15	90,00	1,355	26,18	0,795	22,98	КНЕК
30	ЗТ-101	10.05.2014	1197,0-1208,0	1050	М-0-2-Б	2(32)	9,98	59	2,70	0,725	1,52	94,80	76,03	1,318	24,13	0,802	28,28	КНЕК
31	ЗТ-103	20.06.2020	1187,0-1191,0	1150	М-0-2-Б	*3(33)*	11,75	61	2,28	0,762	2,79	39,36	32,00	1,149	12,99	0,813	14,04	КНЕК
32	ЗТ-172	06.07.2020	1224,0-1226,0	1200	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-170*	11,92	59	2,59	0,724	1,57	92,14	74,00	1,314	23,91	0,803	28,39	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б									**2,87**	**0,731**	**1,70**	**84,86**	**68,01**	**1,284**	**21,80**	**0,803**	**23,42**	
Горизонт М-0-3-Б																		
33	ЗТ-168	11.10.2020	1324,0-1325,5	1000	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-168*	11,50	63,0	**6,00**	**0,696**	**1,26**	**122,74**	**99,00**	**1,389**	**27,98**	**0,807**	**16,48**	КНЕК
34	ЗТ-209	10.01.2024	1300,5-1301,5; 1308,0-1309,0; 1312,0-1315,0; 1321,5-1322,5	1200	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-56*	8,28	59,7	3,71	0,726	0,86	90,27	70,40	1,2398	19,34	0,780	18,95	КНЕК
Среднее значение по М-0-3-Б									**4,86**	**0,711**	**1,06**	**106,51**	**84,70**	**1,3142**	**23,66**	**0,793**	**17,72**	
Горизонт PZ																		
35	ЗТ-2	21.03.2011	1420,0-1432,0	1400	PZ	*1(59)*	11,30	68	11,15	0,667	0,51	197,90	162,00	1,546	35,34	0,819	14,51	КНЕК
36	ЗТ-32	14.08.2012	1434,0-1439,0	1350	PZ	*1(59)*	14,00	68	12,08	0,669	0,43	195,00	159,00	1,512	35,58	0,816	13,12	КНЕК
37	ЗТ-50	23.07.2012	1430,0-1445,0	1415	PZ	*1(59)*	16,00	68	13,26	0,676	0,54	203,60	167,00	1,516	34,05	0,820	12,59	КНЕК
38	ЗТ-55	17.05.2013	1417,0-1429,0	1410	PZ	*1(59)*	13,80	65	7,97	0,700	0,79	145,00	119,00	1,409	29,01	0,821	14,93	КНЕК
39	ЗТ-102	21.03.2014	1429,0-1436,0	1417	PZ	*1(59)*	13,10	67	12,83	0,662	1,54	199,20	163,00	1,544	35,22	0,818	12,90	КНЕК
Среднее значение по PZ									**11,46**	**0,675**	**0,76**	**188,14**	**154,00**	**1,505**	**33,84**	**0,819**	**13,61**	
Среднее значение по СЗ своду III объекта									**5,86**	**0,715**	**1,26**	**117,35**	**95,34**	**1,332**	**24,52**	**0,810**	**19,74**	
Центральный свод																		
Горизонт М-0-1-Б																		
40	ЗТ-118	07.08.2014	990,0-995,0	970	М-0-1-Б	*2(11)*	8,78	47	**1,48**	**0,772**	**2,64**	**98,00**	**80,20**	**1,142***	**12,46**	**0,818**	**22,99**	КНЕК
Горизонты М-0-1-Б+М-0-2-А																		
41	ЗТ-7	30.06.2011	995,0-1011,0	970	М-0-1-Б+М-0-2-А	*2(11)+3(26)*	5,65	47	**3,94**	**0,718**	**1,70**	**96,80**	**79,00**	**1,267**	**21,07**	**0,817**	**19,94**	КНЕК
Горизонт М-0-2-А, А'																		
42	ЗТ-6	19.07.2011	1057,5-1063,5	1040	М-0-2-А	*1(24)*	9,72	51	4,82	0,738	1,78	105,36	86,00	1,287	22,31	0,816	17,76	КНЕК
43	ЗТ-112	19.01.2016	1063,0-1067,0	970	М-0-2-А	*1(24)*	8,62	53	1,56	0,759	2,57	40,00	32,50	1,166	14,24	0,812	20,82	КНЕК
44	ЗТ-90	04.08.2015	1029,0-1042,0	1000	М-0-2-А	*2(25)*	9,60	48	2,72	0,744	2,29	58,75	48,00	1,184	15,60	0,817	17,82	КНЕК
45	ЗТ-96	26.05.2017	1037,0-1052,0	600	М-0-2-А	*2(25)*	8,42	49	3,48	0,751	2,27	62,35	51,00	1,196	16,35	0,818	14,64	КНЕК
46	ЗТ-19	23.07.2012	1050,4-1064,8	1030	М-0-2-А, А'	*1 (24)+р-н ЗТ-1*	9,90	51	3,08	0,757	2,18	58,75	48,00	1,178	15,13	0,817	15,42	КНЕК
47	ЗТ-4	02.07.2011	1045,0-1054,0	1020	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	9,98	50	2,23	0,741	2,4	63,96	51,99	1,196	16,4	0,813	23,39	КНЕК
48	ЗТ-270*	19.08.2015	1047,0-1054,0	1030	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	8,63	49	5,36	0,720	1,62	115,80	96,01	1,350	25,90	0,829	17,83	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'									**2,98**	**0,748**	**2,25**	**64,87**	**52,92**	**1,201**	**16,67**	**0,816**	**18,31**	
Горизонт М-0-2-Б																		
49	ЗТ-112*	19.04.2014	1090,0-1095,0	1060	М-0-2-Б	*1(37)*	5,60	52	1,31	0,761	2,88	36,90	30,00	1,144	12,62	0,814	22,88	КНЕК
50	ЗТ-108	09.05.2016	1083,5-1091,0	1070	М-0-2-Б	*1(37)*	7,90	51	6,76	0,708	1,27	131,10	107,00	1,368	26,90	0,816	15,83	КНЕК
51	ЗТ-259	02.10.2021	1089,0-1090,0; 1092,0-1093,0; 1100,0-1101,0; 1105,0-1106,0; 1112,0-1113,0; 1114,0-1116,0	1000	М-0-2-Б	1(37)	6,97	53	6,54	0,713	1,30	122,97	100,00	1,331	24,87	0,8129	15,30	КНЕК
52	ЗТ-96	18.01.2017	1092,0-1097,0	800	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-96*	9,30	51	7,53	0,708	1,29	140,39	114,00	1,367	26,86	0,812	15,18	КНЕК
53	ЗТ-290	15.11.2021	1029,0-1031,0	1000	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-290*	11,83	49	2,38	0,775	2,77	31,48	25,60	1,099	9,01	0,813	10,76	КНЕК
54	ЗТ-260	22.06.2022	1084,0-1088,0;1092,0-1093,5	1050	М-0-2-Б	*1(37)*	6,41	50,7	6,20	0,7347	0,646	130,99	107,53	1,3549	26,19	0,821	26,22	КНЕК
55	ЗТ-263	21.04.2024	1108,0-1110,0	900	М-0-2-Б		9,34	52	3,64	0,7078	0,763	110,07	87,00	1,269	21,19	0,790	23,90	КНЕК
56	ЗТ-282	22.03.2023	1066,0-1070,0	1000	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-16*	10,62	49,2	2,30	0,755	1,29	90,50	73,60	1,304	24,23	0,813	30,67	КНЕК
57	ЗТ-285	19.04.2024	1064,0-1065,5; 1067,5-1068,5; 1070,5-1074,0; 1079,5-1080,5; 1092,5-1093,5	950	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-4*	2,89	48,9	0,88	0,760	1,81	32,03	25,40	1,086	7,91	0,793	28,86	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б									**4,53**	**0,733**	**1,39**	**98,69**	**80,02**	**1,272**	**20,90**	**0,809**	**20,84**	
Горизонты М-0-2-А'+М-0-2-Б																		
58	ЗТ-6	24.01.2011	1070,0-1095,0	1055	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-6+1(37)*	10,00	51	**7,17**	**0,732**	**1,40**	**132,60**	**109,00**	**1,252**	**24,73**	**0,822**	**15,14**	КНЕК
Горизонт М-0-3-А																		
59	ЗТ-1	01.01.2011	1099,0-1126,5	1080	М-0-3-А	*1(51)*	9,00	53	7,32	0,712	1,84	134,70	106,00	1,207	23,06	0,787	14,46	КНЕК
60	ЗТ-108	19.04.2014	1127,0-1130,0	1100	М-0-3-А	*1(51)*	5,84	52	4,23	0,731	2,08	88,30	72,00	1,275	21,55	0,815	17,12	КНЕК
61	ЗТ-272	29.09.2017	1111,5-1113,0	1070	М-0-3-А	*2(52)*	10,63	51	1,50	0,782	3,05	17,20	14,00	1,071	6,63	0,814	9,32	КНЕК

Продолжение табл. 1.1.6.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
62	ЗТ-279	16.06.2023	1111,0-1114,0	850	М-0-3-А	*2(52)*	11,86	51,5	1,78	0,7681	2,13	19,22	15,06	1,051	4,87	0,784	8,85	КНЕК
Среднее значение по М-0-3-А									**3,71**	**0,748**	**2,28**	**64,86**	**51,77**	**1,151**	**14,03**	**0,800**	**12,4375**	
Среднее значение по Центральному своду III объекта									**3,88**	**0,741**	**1,88**	**84,07**	**68,23**	**1,225**	**18,17**	**0,811**	**18,30**	
Юго-Восточный свод																		
Горизонт М-0-1-А																		
63	ЗТ-42	16.05.2012	900,7-905,3	880	М-0-1-А	*1(5)*	7,67	42	3,29	0,749	1,960	87,60	71,44	1,240	19,34	0,816	21,55	КНЕК
64	ЗТ-383	26.03.2022	890-891,5; 909-910,5; 919-924	720	М-0-1-А	*2(6)*	6,28	41,3	4,25	0,793	2,150	53,82	45,7	1,160	0,14	0,849	3,65	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-А									**3,77**	**0,771**	**2,055**	**70,71**	**58,57**	**1,200**	**9,74**	**0,833**	**12,60**	
Горизонт М-0-1-Б																		
65	ЗТ-9	26.09.2011	931,0-935,0	880	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	8,24	45	2,38	0,740	2,41	69,70	57,00	1,210	17,35	0,818	24,13	КНЕК
66	ЗТ-65	11.10.2013	964,4-983,6	900	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	6,76	44	1,95	0,760	1,74	55,20	45,00	1,174	14,84	0,816	22,97	КНЕК
67	ЗТ-74	02.01.2014	957,0-972,0	930	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	8,61	45	3,73	0,738	1,94	87,10	71,00	1,256	20,37	0,815	19,14	КНЕК
68	ЗТ-373	27.08.2015	920,0-925,0	900	М-0-1-Б	*6(17)*	8,67	41	7,56	0,734	2,15	98,90	82,00	1,268	21,11	0,829	10,79	КНЕК
69	ЗТ-314	29.06.2017	939,5-954,5	910	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	5,39	45	1,97	0,755	2,18	61,00	50,00	1,201	16,74	0,820	25,38	КНЕК
70	ЗТ-317	13.09.2019	970,0-373,0	950	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	5,16	45	1,63	0,768	2,46	48,96	40,00	1,161	13,84	0,817	24,77	КНЕК
71	ЗТ-322	23.10.2019	967,5-969,0	955	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	5,97	45	2,26	0,749	2,12	67,73	55,00	1,210	17,35	0,812	24,4	КНЕК
72	ЗТ-122*	08.08.2021	929,0-933,5; 935,5-940,0	920	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	6,68	43	6,41	0,711	1,54	130,61	106,00	1,343	25,54	0,812	16,5	КНЕК
73	ЗТ-343	22.07.2021	958,5-961,5; 970,0-972,0; 974,0-975,0; 977,5-979,5	850	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	8,71	45	3,59	0,748	2,39	72,83	59,60	1,218	17,88	0,818	16,6	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б									**3,13**	**0,749**	**2,17**	**70,18**	**57,45**	**1,212**	**17,44**	**0,818**	**21,02**	
Горизонты М-0-1-Б+М-0-2-А, А'																		
74	ЗТ-312*	04.08.2023	957,0-959,0; 962,0-963,0; 967,0-969,0; 976,0-980,5; 983,5-985,0	900	М-0-1-Б; М-0-2-А	*р-н ЗТ-9+р-н ЗТ-311*	7,09	45,5	1,77	0,726	1,23	41,52	31,76	1,102	9,28	0,765	17,94	КНЕК
75	ЗТ-330	06.01.2024	952,0-992,0	900	М-0-1-Б, М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-9+р-н ЗТ-311+ р-н 333*	6,92	44,5	1,35	0,765	1,807	61,67	49,66	1,146	12,76	0,805	34,25	КНЕК
76	ЗТ-339	18.04.2024	951,0-958,5; 962,0-964,0; 975,0-981,0; 984,0-989,0	900	М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А’	*р-н ЗТ-9, р-н ЗТ-311, р-н ЗТ-333*	6,68	43,8	1,39	0,739	1,42	48,76	38,40	1,1108	9,97	0,788	27,70	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б+М-0-2-А, А'									**1,37**	**0,752**	**1,614**	**55,215**	**44,03**	**1,129**	**11,37**	**0,796**	**30,98**	
Горизонт М-0-2-А, А'																		
77	ЗТ-77	10.06.2014	983-987; 990,5-992,5	700	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-77*	7,62	49	1,92	0,746	1,99	67,60	55,00	1,224	18,31	0,813	28,96	КНЕК
78	ЗТ-48	17.02.2014	961,5-973,5	940	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-311+р-н ЗТ-333*	9,18	44	3,44	0,746	2,33	64,20	52,00	1,196	16,40	0,810	15,19	КНЕК
79	ЗТ-125	29.03.2014	925,0-933,0	840	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-124*	6,41	43	5,33	0,710	2,10	90,00	72,80	1,285	22,20	0,809	13,77	КНЕК
80	ЗТ-305	30.01.2020	975,0-986,0	825	М-0-2-А	*р-н ЗТ-68*	6,73	46	3,49	0,791	3,52	65,19	56,00	1,199	16,63	0,859	15,94	КНЕК
81	ЗТ-347	29.07.2019	965,0-970,0	940	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	5,30	44	3,60	0,744	1,79	67,99	55,00	1,200	16,70	0,809	15,16	КНЕК
82	ЗТ-345	19.07.2021	957,0-964,0; 970,0-971,0	890	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-311+р-н ЗТ-333*	4,47	45	3,78	0,742	2,02	71,60	58,00	1,208	17,19	0,810	15,34	КНЕК
83	ЗТ-304*	10.08.2022	944,0-978,5	900	М-0-2-А	*р-н ЗТ-304*	7,8**	47,0	5,30	0,776	1,68	74,84	61,47	1,2147	17,68	0,821	10,95	КНЕК
84	ЗТ-352	05.06.2021	958,0-963,0	925	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	5,15	44	3,62	0,751	1,97	65,27	53,00	1,187	15,77	0,812	14,66	КНЕК
85	ЗТ-405	03.09.2023	961,0-963,0; 971,0-972,0; 985,0-987,0; 996,0-997,0	900	М-0-2-А, М-0-2-А’	*р-н ЗТ-304, р-н ЗТ-76*	7,73	47,1	0,42	0,7606	2,03	26,43	20,95	1,0634	5,96	0,7926	49,88	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А									**3,20**	**0,749**	**2,22**	**64,79**	**52,84**	**1,195**	**16,15**	**0,814**	**21,11**	
Горизонты М-0-2-А'+ М-0-2-Б																		
86	ЗТ-83	15.01.2014	943,0-946,0; 950-954	900	М-0-2-А'+ М-0-2-Б	*р-н ЗТ-124+5(45)*	8,87	42	5,57	0,732	1,74	91,40	74,00	1,250	20,00	0,810	13,20	КНЕК
87	ЗТ-353	22.06.2022	957,0-959,0; 969,0-971,0	850	М-0-2-А'+ М-0-2-Б	*р-н ЗТ-333+3(43)*	3,14	44,5	2,53	0,758	1,50	61,39	50,30	1,209	17,31	0,819	19,88	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А'+ М-0-2-Б									**4,05**	**0,745**	**1,62**	**76,40**	**62,15**	**1,230**	**18,66**	**0,815**	**16,54**	
Горизонт М-0-2-Б																		
88	ЗТ-121	15.02.2014	970,5-979,0	950	М-0-2-Б	*3(43)*	9,08	45	4,81	0,736	2,08	86,40	70,00	1,242	19,50	0,811	14,61	КНЕК
89	ЗТ-327	01.05.2017	985,0-988,0	900	М-0-2-Б	*3(43)*	8,72	46	3,16	0,757	2,23	51,80	42,00	1,158	13,61	0,811	13,29	КНЕК
90	ЗТ-333	22.06.2015	973,0-977,5	950	М-0-2-Б	*3(43)*	6,09	46	2,94	0,755	1,90	61,50	50,00	1,193	16,20	0,813	17,10	КНЕК
91	ЗТ-359	10.06.2018	968,0-978,0	950	М-0-2-Б	*3(43)*	4,30	45	4,26	0,730	1,82	83,85	68,00	1,247	19,81	0,811	15,88	КНЕК
92	ЗТ-69*	05.09.2013	983,0-1008,0	870	М-0-2-Б	*2(42)*	9,29	47	1,62	0,776	1,68	34,40	28,00	1,111	10,00	0,813	17,56	КНЕК
93	ЗТ-70	16.10.2013	987,5-990,0	970	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-70*	9,29	46	1,50	0,749	1,34	53,80	43,00	1,184	15,50	0,800	28,36	КНЕК
94	ЗТ-72	09.11.2013	952,0-954,0; 955,5-958,0; 959,0-967,0	940	М-0-2-Б	*5(45)*	8,55	45	4,16	0,732	1,38	80,50	65,00	1,238	19,20	0,808	15,54	КНЕК
95	ЗТ-379*	30.04.2022	961,0-695,5	950	М-0-2-Б	*5(45)*	9,8**	43,1	4,01	0,751	1,66	88,06	72,10	1,280	21,88	0,819	17,98	КНЕК

Продолжение табл. 1.1.6.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
96	ЗТ-308*	22.07.2023	1008,0-1011,0; 1013,0-1014,5; 1040,0-1043,0	950	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-305*	8,63	47,6	1,78	0,759	1,99	21,40	16,65	1,064	6,03	0,778	9,35	КНЕК
97	ЗТ-309	01.09.2023	1000,5-1002,5	900	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-309*	10,45	46,2	1,45	0,745	1,45	49,07	38,43	1,096	8,72	0,783	26,50	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б									**3,18**	**0,743**	**1,74**	**66,70**	**53,78**	**1,194**	**16,08**	**0,805**	**18,75**	
Горизонт PZ																		
98	ЗТ-91*	23.08.2015	813,0-830,0	797	PZ		7,86	51	5,16	0,898	1,18	14,00	13,00	1,048	4,54	0,931	2,49	КНЕК
Среднее значение по ЮВ своду III объекта									**3,15**	**0,749**	**2,00**	**67,28**	**54,77**	**1,198**	**15,89**	**0,813**	**20,30**	
Среднее по III объекту разработки									**4,19**	**0,736**	**1,74**	**87,48**	**71,09**	**1,246**	**19,19**	**0,812**	**19,55**	

Примечание: * - отбракованная проба, значение;
** - псевдопластовое давление;
Обозначение залежей: 1(1), 1(2), 3(43) – нумерация в пределах каждого свода и горизонта (номер залежи из общего числа залежей принятый в ПЗ-2016

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Западный Тузколь. Диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти

Наименование отчёта	АР-2022				Доп. к ПР-2024			
Наименование	Количество исследованных скважин	Количество исследованных проб	Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных скважин	Количество исследованных проб	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*								
Давление насыщения, МПа	3	3	0,10-0,18	0,13	3	3	0,10-0,18	0,13
Газосодержание, $м^3/т$	3	3	0,12-0,21	0,16	3	3	0,12-0,21	0,16
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	3	3	0,001-0,011	1,004	3	3	0,001-0,011	1,004
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	3	3	0,869-0,885	0,878	3	3	0,869-0,885	0,878
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2	2	8,07-12,68	10,38	2	2	8,07-12,68	10,38
II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*								
Давление насыщения, МПа	5	5	0,19-0,29	0,25	5	5	0,19-0,29	0,25
Газосодержание, $м^3/т$	5	5	1,12-6,09	3,05	5	5	1,12-6,09	3,05
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	5	5	1,007-1,028	1,017	5	5	1,007-1,028	1,017
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	5	5	0,810-0,821	0,814	5	5	0,810-0,821	0,814
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	5	5	4,24-5,04	4,69	5	5	4,24-5,04	4,69
III объект разработки *(Горизонты M+PZ СЗ свода)*								
Давление насыщения, МПа	19	21	1,37-13,26	5,96	20	22	1,37-13,26	5,86
Газосодержание, $м^3/т$	19	21	29,8-203,6	118,64	20	22	29,8-203,60	117,35
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	18	20	1,114-1,546	1,336	19	21	1,114-1,546	1,332
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	19	21	0,662-0,810	0,715	20	22	0,662-0,810	0,715
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	19	21	0,43-2,79	1,28	20	22	0,43-2,79	1,26
III объект разработки *(Горизонты M ЦВ свода)*								
Давление насыщения, МПа	11	13	1,48-7,53	4,72	19	21	1,48-7,53	3,88
Газосодержание, $м^3/т$	11	13	58,75-140,39	103,14	19	21	31,48-140,39	84,07
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	11	13	1,142-1,368	1,250	19	21	1,368-1,368	1,225
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	11	13	0,708-0,772	0,733	19	21	0,708-0,775	0,741
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	11	13	1,27-2,64	1,88	19	21	0,65-2,77	1,88
III объект разработки *(Горизонты M+PZ ЮВ свода)*								
Давление насыщения, МПа	24	24	1,50-7,56	3,40	29	29	0,42-7,56	3,15
Газосодержание, $м^3/т$	24	24	34,40-98,90	70,19	29	29	26,43-98,90	67,28
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	24	24	1,111-1,285	1,211	29	29	1,063-1,285	1,198
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	24	24	0,710-0,791	0,747	29	29	0,710-0,793	0,749
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	24	24	1,34-3,52	2,05	29	29	1,34-3,52	2,00
III объект разработки *(Горизонты M+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов) - усреднённые значения*								
Давление насыщения, МПа	54	58	1,37-13,26	4,62	66	72	0,42-13,26	4,19
Газосодержание, $м^3/т$	54	58	29,80-203,60	95,12	66	72	26,43-203,60	87,48
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	53	57	1,111-1,546	1,264	65	70	1,063-1,546	1,246
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	54	58	0,662-0,810	0,732	66	72	0,662-0,810	0,736
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	54	58	0,43-3,52	1,74	66	72	0,43-3,52	1,74

1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти

Всего по состоянию изученности на 01.07.2024 года физико-химические свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 120 поверхностных проб нефти.

В результате анализа были отбракованы 9 проб со значениями, сильно отличающимися от средних по горизонтам: ЗТ-32 от 12.10.2012 г., ЗТ-52 от 08.02-22.02.13 г., ЗТ-170 от 02.04.2018 г., ЗТ-102 от 24.07-11.08.14 г., ЗТ-218 от 28.06.2017 г., ЗТ-152 от 28.06.2017 г., ЗТ-112 от 24.12.2015 г., ЗТ-16 от 15-20.05.12 г., ЗТ-91 от 24.08.-11.09.15 г.

Отбракованные пробы нефти с завышенными значениями плотности, как правило, изначально имели высокую степень обводнённости.

Все имеющиеся на дату отчета результаты исследований проб пластовой нефти представлены в таблице 1.1.6.2.1

I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*

Физико-химические свойства дегазированной нефти I объекта разработки описаны по результатам исследований 4 устьевых проб нефти из скважин ЗТ-59, ЗТ-60, ЗТ-150 и ЗТ-153 залежи 1(1).

В среднем плотность обезвоженной нефти при стандартных условиях составляет 0,8834 г/см^3, кинематическая вязкость при температуре 20 ^{o}С – 51,34 мм^2/с, при 50 ^{o}С – 12,85 мм^2/с. Содержание общей серы в нефти составляет 0,25 % масс., парафиновых углеводородов – 11,18 % масс., смол силикагелевых – 1,93 % масс., асфальтенов – 0,05 % масс. Температура застывания нефти составляет в среднем плюс 13 ^{o}С, обусловленная высоким содержанием высокомолекулярных парафинов.

Температура начала кипения нефти в среднем составляет 145 ^{o}С. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 ^{o}С составляет 5 % об., общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 ^{o}С составляет 19 % об.

II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*

Физико-химические свойства дегазированной нефти II объекта разработки описаны по результатам исследований 7 устьевых проб нефти из скважин ЗТ-2, ЗТ-22, ЗТ-47, ЗТ-50, ЗТ-51, ЗТ-53 и ЗТ-59 залежи 1(2).

В среднем плотность нефти при стандартных условиях составляет 0,8204 г/см^3, кинематическая вязкость при температуре 20 ^{o}С – 24,81 мм^2/с, при 50 ^{o}С – 4,47 мм^2/с. Содержание общей серы в нефти составляет 0,14 % масс., парафиновых углеводородов – 12,99 % масс., смол силикагелевых – 2,67 % масс., асфальтенов – 0,12 % масс. Температура

застывания нефти составляет в среднем плюс 14 ^{o}C, обусловленная высоким содержанием высокомолекулярных парафинов.

Температура начала кипения нефти в среднем составляет 51 ^{o}C. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 ^{o}C составляет 29 % об., общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 ^{o}C составляет 47 % об.

<u>III объект разработки</u> *<u>(Горизонты M+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)</u>*

Физико-химические свойства дегазированной нефти III объекта разработки описаны по результатам исследований 99 устьевых проб нефти из скважин горизонтов М-0-1-А, А', М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, М-0-3-Б, PZ Северо-Западного свода, горизонтов М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, М-0-2-Б+М-0-3-А, М-0-3-А, М-0-3-А+М-0-3-Б Центрального свода, горизонтов М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, PZ Юго-Восточного свода.

В среднем плотность нефти при стандартных условиях составляет 0,8121 г/см^3, кинематическая вязкость при температуре 20 ^{o}C – 9,39 мм^2/с, при 50 ^{o}C – 3,52 мм^2/с. Содержание общей серы в нефти составляет 0,09 % масс., парафиновых углеводородов – 10,05 % масс., смол силикагелевых – 2,07 % масс., асфальтенов – 0,11 % масс. Температура застывания нефти составляет в среднем плюс 11 ^{o}C, обусловленная высоким содержанием высокомолекулярных парафинов.

Температура начала кипения нефти в среднем составляет 45 ^{o}C. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 ^{o}C составляет 31 % об., общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 ^{o}C составляет 50 % об.

В таблице 1.1.6.2.2 представлены количество исследований, диапазоны изменения параметров и их средние значения по объектам разработки на 01.07.2024 г. в сравнении с данными из документа «Анализ Разработки месторождения Западный Тузколь» от 2022 года, в таблице 1.1.6.2.3 – только усреднённые значения параметров дегазированной нефти по горизонтам.

Нефть месторождения Западный Тузколь в поверхностных условиях по типу преимущественно, кроме горизонта А-1-1 (СЗС), которая является тяжёлой, особо лёгкая, малосернистая, малосмолистая и смолистая, высокопарафинистая, застывающая при положительных температурах.

Таблица 1.1.6.2.1 - Месторождение Западный Тузколь.Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию на 01.07.2024 г.

№ п/п	№ скв	Интервал пер., м	Горизонт	Залежь	Дата отбора	Плотность, г/см^3	Молярная масса	Групповой углеводородный состав, %						Темп-ра, °С		Кинетическая вязкость, мм^2/с				Фракционный состав по Энглеру, %							Выход на К.К, %
								парафины	сера	вода	смолы силикогельные	асфальтены	мех.примеси	вспышки в з/т	застывания	20	30	40	50	Н.К, °С	100	150	200	250	300	К.К, °С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
I объект разработки (Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)																											
1	ЗТ-32 *	864,0-876,0	А-1-1	*1(1)*	12.10.2012	0,8150	-	15,00	0,08	0,90	2,50	0,03	-	13	11	12,80	6,27	4,35	3,51	43	9	20	30	38	48	-	-
2	ЗТ-59	861,0-870,0	А-1-1	*1(1)*	13.05.2013	0,8880	-	12,80	0,26	42,60	1,40	0,08	отс.	9	15	73,48	14,77	5,90	3,22	165	-	-	4	9	18	-	-
3	ЗТ-60	869,7-872,0	А-1-1	*1(1)*	13.06.2013	0,8860	-	12,30	0,24	0,06	2,10	0,06	0,010	7	6	29,19	9,97	4,94	2,94	150	-	-	5	9	18	-	-
4	ЗТ-150	860,0-867,0	А-1-1	*1(1)*	18.08.2017	0,8860	-	9,80	0,24		2,20	0,02	0,010	<20	17	-	48,50	45,90	27,60	150	-	-	4	8	18	-	-
5	ЗТ-153	862,5-870,0	А-1-1	*1(1)*	14.12.2017	0,8737		9,80	0,27	1,40	2,00	0,02	0,009	26	14	-	53,46	28,37	17,65	115	-	2	7	13	22	-	-
Среднее по I объекту разработки						**0,8834**		**11,18**	**0,25**	**14,69**	**1,93**	**0,05**	**0,007**	**<20**	**13**	**51,34**	**31,68**	**21,28**	**12,85**	**145**	**-**	**2**	**5**	**10**	**19**	**-**	**-**
II объект разработки (Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)																											
6	ЗТ-2	984,0-989,0	А-1-4	*1(2)*	12.01.2011	0,8160	173	9,70	0,29	2,00	6,40	0,32	0,080	-12	18	40,83	8,14	8,14	5,34	60	8	17	26	35	46	380	93
7	ЗТ-22	978,0-980,0	А-1-4	*1(2)*	25.05-05.06.15	0,8190	-	10,80	0,11	0,03	1,70	0,06	0,008	<20	5	17,20	6,10	4,81	3,96	43	10	21	30	38	48	-	-
8	ЗТ-47	982,0-990,0	А-1-4	*1(2)*	16.07-23.07.12	0,8190	-	16,30	0,11	0,50	0,70	0,10	0,010	10	14	16,30	6,60	5,21	4,17	45	9	19	28	36	47	-	-
9	ЗТ-50	992,0-995,0	А-1-4	*1(2)*	04.06-14.06.13	0,8220	-	13,00	0,11	5,90	4,50	0,06	0,009	<18	14	23,40	7,70	5,69	4,46	60	7	18	27	36	46	-	-
10	ЗТ-51	983,0-987,0	А-1-4	*1(2)*	08.02-22.02.13	0,8280	-	15,40	0,11	17,60	0,80	0,18	0,010	-22	19	-	9,96	6,42	4,78	58	8	18	26	34	44	-	-
11	ЗТ-52*	990,0-992,5	А-1-4	*1(2)*	08.02-22.02.13	0,9080	-	8,80	0,32	60,00	1,52	0,09	0,012	<96	2	572,57	247,23	129,1	73,98	190	-	-	1	4	10	-	-
12	ЗТ-53	992,0-997,0	А-1-4	*1(2)*	05.09-16.09.13	0,8197	-	11,00	0,11	31,00	3,00	0,05	0,006	<20	16	27,20	7,90	5,42	4,30	45	15	26	35	43	53	-	-
13	ЗТ-59	990,5-993,0	А-1-4	*1(2)*	05.09-16.09.13	0,8190	-	14,70	0,12	0,30	1,60	0,04	0,009	<20	14	23,90	7,10	5,32	4,30	43	9	23	30	35	46	-	-
Среднее по II объекту разработки						**0,8204**	**173**	**12,99**	**0,14**	**8,19**	**2,67**	**0,12**	**0,019**	**<20**	**14**	**24,81**	**7,64**	**5,86**	**4,47**	**51**	**9**	**20**	**29**	**37**	**47**	**380**	**93**
III объект разработки (Горизонты M+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)																											
Северо-Западный свод																											
Горизонт М-0-1-А, А'																											
14	ЗТ-22	1123,0-1131,0	М-0-1-А	*1(3)*	25.04-05.06.15	0,8010	-	11,00	0,08	0,03	1,90	0,08	0,009	<20	5	7,52	4,51	3,74	3,18	30	13	24	33	41	50	-	-
15	ЗТ-170	1139,0-1140,5	М-0-1-А'	*р-н ЗТ-2*	02.04.2018	0,8044	-	9,60	0,07	15,20	2,00	0,08	0,008	<20	1	10,85	7,02	5,10	3,60	36	12	24	33	40	50	-	-
Среднее по М-0-1-А, А'						**0,8027**	**-**	**10,30**	**0,08**	**7,62**	**1,95**	**0,08**	**0,008**	**<20**	**3**	**9,19**	**5,77**	**4,42**	**3,39**	**33**	**13**	**24**	**33**	**41**	**50**	**-**	**-**
Горизонт М-0-1-Б																											
16	ЗТ-45	1130,0-1134,0	М-0-1-Б	*2(9)*	20.02-04.03.15	0,8270	-	6,00	0,12	38,00	1,40	*0,08*	0,010	<20	15	-	7,07	4,67	3,65	50	11	22	33	41	53	-	-
17	ЗТ-200	1130,0-1135,5	М-0-1-Б	*2(9)*	2016	0,8000	-	10,40	0,09	0,03	2,00	0,20	0,020	20	9	9,73	5,98	3,79	3,14	45	13	25	34	43	51	-	-
18	ЗТ-22	1143,5-1170,0	М-0-1-Б +М-0-2-А, 92% из М-0-1-Б	*1(8)+1(19)*	14.04-28.04.15	0,8220	-	11,00	0,09	0,03	1,90	0,05	0,010	<20	15	36,29*	6,73	5,07	3,72	60	-	8	21	31	41	-	-
Среднее по М-0-1-Б						**0,8163**		**9,13**	**0,10**	**12,69**	**1,77**	**0,11**	**0,013**	**<20**	**13**	**9,73**	**6,59**	**4,51**	**3,50**	**52**	**12**	**18**	**29**	**38**	**48**	**-**	**-**
Горизонт М-0-2-А, А'																											
19	ЗТ-101	1160,0-1168,0	М-0-2-А	*2(20)*	24.02-27.02.2015	0,8172	-	9,00	0,09	28,00	1,10	0,07	0,010	<20	10	6,10	4,11	3,40	2,90	40	10	20	30	41	50	-	-
20	ЗТ-45	1155,0-1162,0	М-0-2-А	*3(21)*	10.12-23.12.13	0,8000	-	15,00	0,07	3,80	0,40	0,06	0,010	<15	8	12,08	5,83	4,06	3,27	40	10	21	29	38	48	-	-
21	ЗТ-200	1149,0-1154,0	М-0-2-А	*3(21)*	03.12.2015	0,8036	-	8,90	0,04	1,60	2,30	0,21	0,020	20	15	-	7,22	5,01	3,72	45	14	24	32	40	50	-	-
22	ЗТ-57	1129,0-1143,3	М-0-2-А	*5(23)*	18.07-31.07.13	0,8020	-	11,00	0,07	0,03	1,94	0,02	0,010	<18	15	9,78	4,93	3,85	3,23	40	9	23	32	39	48	-	-
23	ЗТ-3	1154,0-1155,5	М-0-2-А	*5(23)*	23.02-05.03.11	0,8140	171	8,60	0,24	-	6,00	0,32	0,100	-14	16	9,13	6,81	4,75	3,68	60	6	15	26	37	46	375	90
24	ЗТ-20	1130,0-1142,2	М-0-2-А	*5(23)*	20.02-04.03.15	0,8040	-	7,00	0,06	0,03	1,20	0,07	0,010	20	12	7,37	5,06	3,89	3,23	30	11	22	32	40	49	-	-
25	ЗТ-175	1168,0-1170,0; 1187,0-1188,0	М-0-2-А +М-0-2-А'	*р-н ЗТ-170*	07.02.2021	0,7817	-	9,50	0,07	отс.	1,60	1*	0,000	<20	8	3,98	3,11	2,57	2,29	31	16	30	39	45	54	360	67
26	ЗТ-170*	1171,0-1181,0	М-0-2-А	*р-н ЗТ-170*	02.04.2018	0,7254	-	5,50	0,04	8,30	1,80	отс.	0,007	<20	-4	3,41	2,73	1,95	1,67	26	20	32	38	43	48	-	-
27	ЗТ-3	1165,0-1177,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-206*	29.03-05.04.12	0,8190	-	8,10	0,06	0,15	1,94	0,09	0,010	-19	17	-	10,80	5,80	3,80	46	9	18	28	37	50	-	-
28	ЗТ-41	1137,0-1143,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-206*	23.05-28.05.12	0,8070	-	11,00	0,06	0,30	1,90	0,12	0,030	20	18	-	5,77	4,20	3,39	40	12	23	32	39	49	-	-
29	ЗТ-102*	1178,0-1184,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-102*	24.07-11.08.14	0,8406	-	9,20	0,13	54,50	2,20	0,20	0,620	28	17	-	20,14	10,50	7,29	70	2	10	19	28	37	-	-

Продолжение табл. 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	25	26	27	28
30	ЗТ-218	1143,0-1151,5	М-0-2-А +М-0-2-А'	*5(23)+ р-н ЗТ-206*	28.06.2017	0,8081	-	9,50	0,07	0,03	1,50	0,09	0,010	<20	13	7,20	5,60	4,60	3,50	40	10	21	30	39	49	-	-
Среднее по М-0-2-А, А'						**0,8057**	**171**	**9,76**	**0,08**	**3,77**	**1,99**	**0,12**	**0,021**	**<20**	**13**	**7,95**	**5,92**	**4,21**	**3,30**	**41**	**11**	**22**	**31**	**39**	**49**	**368**	**79**
Горизонт М-0-2-А'+М-0-2-Б																											
31	ЗТ-57	1150,0-1155,0; 1179,7-1181,4	М-0-2-А' +М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	29.04-13.05.13	**0,8110**	**-**	**12,80**	**0,07**	**0,70**	**2,20**	**0,01**	**0,010**	**<10**	**14**	**48,3***	**5,50**	**4,10**	**3,50**	**34**	**9**	**22**	**31**	**40**	**50**	**-**	**-**
32	ЗТ-212	1132,0-1134,0; 1140,0-1142,0; 1146,5-1149,5; 1161,5-1163,5	М-0-2-А; М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	03.06.2023	0,8151	-	11,20	0,09	1,20	1,14	0,06	отс.	<20	19	-	12,51	6,93	5,11	52	7	20	30	38	48	350	60
Среднее по М-0-2-А, А'						**0,8131**		**12,00**	**0,08**	**0,95**	**1,67**	**0,04**	**0,010**	**<20**	**17**	**-**	**9,01**	**5,52**	**4,31**	**43**	**8**	**21**	**31**	**39**	**49**	**350**	**60**
Горизонт М-0-2-Б																											
33	ЗТ-2*	1207,0-1209,5	М-0-2-Б	*1(31)*	31.03.2011	0,7670	132	4,80	0,26	отс.	3,60	0,24	0,040	-22	10	7,20	4,70	2,90	2,40	40	12	23	31	38	44	370	74
34	ЗТ-101	1197,0-1208,0	М-0-2-Б	*2(32)*	15.05-29.05.14	0,8080	-	10,10	0,09	1,40	4,50	0,20	0,010	<20	17	-	7,20	4,60	3,60	39	11	20	30	37	47	-	-
35	ЗТ-106	1167,5-1174,0	М-0-2-Б	*4(34)*	24.02-27.02.15	0,8130	-	9,50	0,10	2,00	1,30	0,05	0,010	<20	12	6,20	4,20	3,50	3,00	40	12	21	32	42	51	-	-
36	ЗТ-218*	1163,5-1167,0	М-0-2-Б	*4(34)*	28.06.2017	0,8442	-	9,90	0,10	0,03	1,80	0,13	0,010	<20	15	-	44,50	15,40	2,20	85	1	8	16	27	40	-	-
37	ЗТ-3	1187,3-1188,3	М-0-2-Б	*4(34)*	29.03-05.04.12	0,8190	-	8,10	0,06	0,15	1,94	0,09	0,010	-19	17	-	10,78	5,84	3,79	46	9	18	28	37	50	-	-
38	ЗТ-153	1223,0-1225,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-170*	13.08-07.09.15	0,8150	-	11,00	0,07	-	1,80	0,06	0,007	<18	14	-	6,38	4,70	3,59	44	8	19	29	38	48	-	-
Среднее по М-0-2-Б						**0,8138**		**9,68**	**0,08**	**1,18**	**2,39**	**0,10**	**0,009**	**<20**	**15**	**6,20**	**7,14**	**4,66**	**3,50**	**42**	**10**	**20**	**30**	**38**	**49**	**-**	**-**
Горизонт М-0-3-Б																											
39	ЗТ-45	1302,0-1312,5	М-0-3-Б	*2(55)*	16-23.07.12	0,7940	-	11,60	0,04	ост.	1,13	0,05	0,020	10	13	6,13	3,23	2,50	2,10	44	8	29	42	52	61	-	-
40	ЗТ-54	1307,0-1311,0	М-0-3-Б	*2(55)*	04-14.06.13	0,8102	-	15,30	0,06	7,70	0,50	0,02	0,010	<19	16	8,53	8,85	4,56	3,36	50	15	22	31	40	50	-	-
41	ЗТ-200	1303,5-1310,5	М-0-3-Б	*2(55)*	03.12.2015	0,7936	-	8,60	0,03	1,00	2,10	0,17	0,020	20	16	-	8,97	6,78	5,31	42	16	28	35	46	53	-	-
42	ЗТ-56	1298,0-1322,0	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-56*	20-27.06.13	0,8263	-	11,90	0,09	12,60	1,80	0,20	0,010	<19	16	53,83*	8,39	5,64	4,43	50	10	20	28	37	48	-	-
43	ЗТ-218	1305,0-1312,0	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-56*	11.05.2017	0,8104	-	10,00	0,08	3,90	2,20	0,20	0,010	<20	12	20,20	7,20	4,60	3,60	50	10	22	31	41	50	-	-
44	ЗТ-63	1296,5-1306,1	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-63*	07.07.2013	0,8396	-	14,00	0,09	35,20	2,25	0,04	0,010	<23	20	-	14,05	8,26	6,11	55	4	12	19	28	39	-	-
45	ЗТ-168	1324,0-1325,5	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-168*	09.10.2020	0,7871	-	9,60	0,07	6,60	1,69	0,10	0,007	<20	4	3,64	3,01	2,58	2,33	35	18	32	41	50	58	360	72
Среднее по М-0-3-Б						**0,8087**		**11,57**	**0,07**	**9,57**	**1,67**	**0,11**	**0,012**	**<20**	**14**	**9,63**	**7,67**	**4,99**	**3,89**	**47**	**12**	**24**	**32**	**42**	**51**	**360**	**72**
Горизонт PZ																											
46	ЗТ-50	1430,0-1445,0	PZ	1(59)	16-24.08.12	0,8236	-	15,60	0,14	38,40	0,85	0,02	0,500	20	8	25,77	10,09	6,42	4,82	50	11	16	26	34	45	-	-
47	ЗТ-53	1445,5-1451,0	PZ	1(59)	04-15.04.13	0,8280	-	14,00	0,09	44,00	3,70	0,02	отс.	<20	11	19,69	8,93	5,97	4,53	65	5	18	26	36	47	-	-
48	ЗТ-55	1417,0-1429,0	PZ	1(59)	20-27.06.13	0,8210	-	13,20	0,10	16,80	2,50	0,10	0,010	<19	14	22,52	6,48	4,82	3,93	45	16	22	31	41	50	-	-
49	ЗТ-102	1429,0-1436,0	PZ	1(59)	14.03-10.04.14	0,8130	-	11,00	0,08	0,03	2,00	0,08	0,010	<20	16	-	6,47	4,39	3,59	42	8	20	29	37	47	-	-
50	ЗТ-155	1422,0-1434,0	PZ	1(59)	13.08-07.09.15	0,8140	-	10,50	0,09	-	1,70	0,07	0,010	<16	12	-	9,27	6,35	4,99	41	7	18	29	39	49	-	-
51	ЗТ-45	1350,0-1358,0	PZ	2(60)	15-22.06.12	0,8223	-	12,50	0,08	11,40	0,12	0,05	0,020	21	18	-	7,85	4,12	2,88	60	8	23	32	40	51	-	-
52	ЗТ-63	1326,0-1363,5	PZ	4(62)	10-18.07.13	0,8310	-	15,80	0,06	23,70	2,87	0,05	отс.	<20	23	-	16,61	8,59	5,75	55	5	12	21	29	42	-	-
53	ЗТ-234	1273,3-1287,0	PZ		11.05.2017	0,8150	-	11,00	0,05	30,40	2,10	0,18	0,010	<20	18	-	5,97	6,21	4,34	50	10	17	25	35	47	-	-
54	ЗТ-167	1442,0-1452,0	PZ		20.12.2019	0,8174	-	16,50	0,01	53,00	-	-	0,043	-	18	12,50	9,7	6,2	4,2	-	-	-	-	-	-	-	-
55	ЗТ-152*	1434,0-1442,0	PZ		28.06.2017	0,8774	-	9,30	0,05	60,70	1,80	0,10	0,009	<20	10	-	8,64	6,51	5,2	85	2	10	18	29	40	-	-
Среднее по PZ						**0,8206**		**13,34**	**0,08**	**27,22**	**1,98**	**0,07**	**0,067**	**<20**	**15**	**20,12**	**9,04**	**5,90**	**4,34**	**51**	**9**	**18**	**27**	**36**	**47**		
Среднее значение по СЗ своду III объекта						**0,8119**	**171**	**11,06**	**0,08**	**11,10**	**1,93**	**0,10**	**0,028**	**<20**	**14**	**11,00**	**7,36**	**4,92**	**3,76**	**45**	**10**	**21**	**30**	**39**	**49**	**361**	**72**
Центральный свод																											
Горизонт М-0-1-Б																											
56	ЗТ-7	995,0-1011,0	М-0-1-Б +М-0-2-А	*2(11)+3(26)*	30.03.-06.04.12	**0,8196**	**-**	**10,00**	**0,09**	**0,06**	**1,46**	**0,08**	**0,010**	**19**	**16**	**41,13***	**6,40**	**4,71**	**3,76**	**45**	**10**	**22**	**30**	**39**	**49,5**	**-**	**-**
Горизонт М-0-2-А, А'																											
57	ЗТ-1	1055,0-1085,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-1*	23.02.-05.03.11	0,8030	160	6,20	0,21	отс.	4,10	0,26	отс.	-24	14	13,64	4,98	4,25	3,20	50	5	18	29	39	48	375	92
58	ЗТ-6	1057,5-1063,5	М-0-2-А	*1(24)*	29.03.-05.04.12	0,8090	-	8,20	0,08	0,09	1,16	0,09	0,009	15	13	12,50	5,14	3,81	3,15	37	10	23	31,5	39	50	-	-
59	ЗТ-112*	1063,0-1067,0	М-0-2-А	*1(24)*	24.12.2015	0,8402	-	10,00	0,06	32,00	2,00	0,08	0,015	<20	12	-	8,69	6,65	5,40	50	11	21	29	39	49	-	-
60	ЗТ-13	1043,0-1057,0	М-0-2-А	*2(25)*	15.05.-19.05.15	0,8260	-	11,00	0,09	43,00	1,69	0,03	0,050	10	12	14,15	6,72	5,03	4,14	58	8	17	27	36	47	-	-
61	ЗТ-90	1029,0-1052,5	М-0-2-А	*2(25)*	13.08.-07.09.15	0,8070	-	10,90	0,05	0,03	1,90	0,16	0,008	<20	13	4,63	3,66	2,89	2,48	40	9	22	30	39	40	-	-
62					13.08.-07.09.15	0,8280	-	10,80	0,09	-	1,90	0,19	0,006	<20	13	22,15	6,80	5,19	4,25	53	5	15	25	35	48	-	-
63	ЗТ-96	1037,0-1052,5	М-0-2-А	*2(25)*	28.06.-10.07.17	0,8111	-	9,00	0,09	1,20	1,20	0,10	0,007	<20	14	-	10,67	6,70	5,20	50	9	22	29	39	50	-	-
64	ЗТ-4	1045,0-1054,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	30.03.-06.04.12	0,8290	-	9,80	0,08	0,15	1,33	0,06	0,010	<19	13	21,28	8,10	4,81	3,79	65	6	15	27	36	47	-	-

Продолжение табл. 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	25	26	27	28
65	ЗТ-270	1047,0-1054,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	30.09.-19.10.15	0,8080	-	9,70	0,06	1,00	1,88	0,15	0,008	20	17	-	9,62	5,33	3,90	50	9	20	30	38	49	-	-
Среднее по М-0-2-А, А'						**0,8151**	**160**	**9,45**	**0,09**	**6,50**	**1,90**	**0,13**	**0,012**	**<20**	**14**	**14,73**	**6,96**	**4,75**	**3,76**	**50**	**8**	**19**	**29**	**38**	**47**	**375**	**92**
Горизонты М-0-2-А'+М-0-2-Б																											
66	ЗТ-6	1070,0-1095,0	М-0-2-А' +М-0-2-Б	*р-н ЗТ-6 +1(37)*	05.03.2012	0,8080	165	6,20	0,23	0,40	4,20	0,26	0,060	-25	16	6,03	5,34	4,04	3,17	55	7	19	30	38	48	380	92
67	ЗТ-29	1063,0-1078,0	М-0-2-А' +М-0-2-Б	*р-н ЗТ-6 +1(37)*	14.03.-10.04.14	0,8229	-	12,20	0,08	57,60	2,00	0,09	0,012	<20	18	-	10,48	6,18	4,66	43	10	18	29	36	47	-	-
Среднее по М-0-2-А'+М-0-2-Б						**0,8155**	**165**	**9,20**	**0,16**	**29,00**	**3,10**	**0,18**	**0,036**	**<20**	**17**	**6,03**	**7,91**	**5,11**	**3,91**	**49**	**9**	**19**	**30**	**37**	**48**	**380**	**92**
Горизонт М-0-2-Б																											
68	ЗТ-7	1033,0-1035,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-290*	23.02.-05.03.11	0,8120	169	7,70	0,24	отс.	5,30	0,30	отс.	-25	15	6,87	5,12	4,24	3,36	55	8	20	30	41	50	375	-
69	ЗТ-24	1031,0-1035,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-290*	15-20.05.12	0,8290	-	5,00	0,10	0,06	2,17	0,13	0,084	10	9	8,05	6,98	5,52	4,52	35	9	20	27	35	47	-	-
70	ЗТ-112	1090,0-1095,0	М-0-2-Б	*1(37)*	18.04.-06.05.14	0,8202	-	10,50	0,09	1,50	2,40	0,20	0,012	<20	18	-	9,06	5,78	4,46	38	8	15	24	33	44	-	-
71	ЗТ-96	1092,0-1097,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-96*	26.12-29.12.2016	0,8140	-	10,30	0,08	отс.	1,60	0,20	0,008	<20	14	10,25	5,30	3,93	2,70	35	12	24	33	41	52	-	-
72	ЗТ-108	1083,5-1091,0	М-0-2-Б	*1(37)*	03.05.2016	0,8050	-	9,60	0,06	0,03	2,00	0,11	0,008	<20	14	20,66*	6,78	4,60	3,67	40	10	22	30	39	49	-	-
73	ЗТ-250	1089,0-1098,5	М-0-2-Б	*1(37)*	30.09.-19.10.15	0,8130	-	9,00	0,07	0,03	2,40	0,25	0,006	<20	17	-	4,82	3,43	2,83	45	9	20	32	42	51	-	-
74	ЗТ-272	1069,5-1073,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-4*	23.10.2017	0,8027		11,50	0,04	0,26	2,20	0,02	0,009	<20	5	6,83	4,62	3,54	2,96	36	12	23	33	42	53	-	-
Среднее по М-0-2-Б						**0,8137**	**169**	**9,09**	**0,10**	**0,27**	**2,58**	**0,17**	**0,018**	**<20**	**13**	**8,00**	**6,10**	**4,43**	**3,50**	**41**	**10**	**21**	**30**	**39**	**49**	**375**	
Горизонты М-0-2-Б+М-0-3-А																											
75	ЗТ-4	1062,0-1095,5	М-0-2-Б+ М-0-3-А	*р-н ЗТ-4 +2(52)*	20.06-27.07.11	**0,8140**	**171**	**7,80**	**0,26**	**2,00**	**5,40**	**0,32**	**0,070**	**-22**	**12**	**10,21**	**5,59**	**4,26**	**3,31**	**50**	**10**	**23**	**32**	**40**	**51**	**380**	**93**
Горизонт М-0-3-А																											
76	ЗТ-1	1099,0-1126,5	М-0-3-А	*1(51)*	18-29.11.10	0,8150	172	8,60	0,27	0,20	5,80	0,30	0,040	-23	15	19,72*	7,25	4,80	3,7	70	4	13	24	33	44	370	-
77	ЗТ-16*	1093,0-1095,0	М-0-3-А	*2(52)*	15-20.05.12	0,8510	-	7,30	0,10	60,30	2,15	0,13	0,070	10	15	-	13,35	8,81	7,32	70	4	13	22	32	45	-	-
78	ЗТ-90	1110,0-1115,0	М-0-3-А	*2(52)*	13.08.-07.09.15	0,8050	-	10,40	0,07	-	1,70	0,15	0,007	-20	-4	4,63	3,66	2,89	2,48	60	8	26	38	48	61	-	-
79	ЗТ-272	1111,5-1113,0	М-0-3-А	*2(52)*	23.10.2017	0,8183	-	9,60	0,07	4,20	2,00	0,02	0,009	<20	0	9,85	5,87	4,11	3,28	46	12	21	30	39	51	-	-
80	ЗТ-279	1111,0-1114,0	М-0-3-А	2(52)	16.06.2023	0,8097	-	12,40	0,06	2,90	1,19	0,01	0,006	<20	9	-	5,45	4,26	3,59	49	8	22	31	40	50	350	63
Среднее по М-0-3-А						**0,8120**	**172**	**10,25**	**0,12**	**2,43**	**2,67**	**0,12**	**0,016**	**<20**	**5**	**7,24**	**5,56**	**4,01**	**3,26**	**56**	**8**	**21**	**31**	**40**	**52**	**360**	**63**
Горизонты М-0-3-А+М-0-3-Б																											
81	ЗТ-4	1113,0-1135,5	М-0-3-А +М-0-3-Б	*2(52)+2(58)*	23.02.-05.03.11	0,8130	170	8,90	0,26	5,00	5,20	0,30	0,080	-23	13	11,60	5,95	3,96	3,13	60	8	17	29	38	49	-	-
Среднее по М-0-3-А+М-0-3-Б						**0,8130**	**170**	**8,90**	**0,26**	**5,00**	**5,20**	**0,30**	**0,080**	**-23**	**13**	**11,60**	**5,95**	**3,96**	**3,13**	**60**	**8**	**17**	**29**	**38**	**49**	**-**	**-**
Среднее значение по Центральному своду III объекта						**0,8143**	**168**	**9,39**	**0,12**	**5,44**	**2,59**	**0,16**	**0,022**	**<20**	**12**	**10,84**	**6,43**	**4,51**	**3,57**	**49**	**9**	**20**	**30**	**39**	**49**	**372**	**85**
Юго-Восточный свод																											
Горизонт М-0-1-А																											
82	ЗТ-42	900,7-905,3	М-0-1-А	*1(5)*	23-28.05.12	0,8090	-	10,40	0,05	отс.	2,00	0,08	0,020	18	15	-	5,59	4,25	3,61	38	11	23	32	40	50	-	-
83	ЗТ-82	922,0-924,0	М-0-1-А	*2(6)*	27.10.-14.11.14	0,8460	-	15,50	0,11	2,10	2,20	0,20	0,009	<20	12	12,96	1,74	1,01	1,00	80	2	11	19	25	35	-	-
Среднее по М-0-1-А						**0,8275**	**-**	**12,95**	**0,08**	**1,05**	**2,10**	**0,14**	**0,015**	**<20**	**14**	**12,96**	**3,67**	**2,63**	**2,31**	**59**	**7**	**17**	**26**	**33**	**43**		
Горизонт М-0-1-Б																											
84	ЗТ-9	931,0-935,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	24-27.02.15	0,8100	-	9,50	0,08	0,03	1,10	0,07	0,007	<20	11	6,14	4,45	3,37	2,94	35	11	22	33	40	51	-	-
85	ЗТ-40	930,0-935,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	15-22.06.12	0,8130	-	9,40	0,07	0,06	1,90	0,10	0,050	13	12	6,35	4,29	3,42	2,91	35	9	20	29,5	39	49	-	-
86	ЗТ-74	957,0-979,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	25.02-16.03.14	0,8192	-	9,80	0,08	3,00	1,30	0,09	0,006	<15	17	-	8,29	5,38	3,9	40	10	18	28	37	47	-	-
87	ЗТ-80	969,0-973,5	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	14.03.-10.04.14	0,8080	-	10,20	0,09	0,03	1,80	0,06	0,008	<20	15	9,63	5,41	4,51	1,55	33	8	21	29	37	46	-	-
88	ЗТ-314	939,5-954,5	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	14.07.2017	0,8121	-	9,10	0,06	0,03	1,60	0,01	0,008	<20	17	-	6,19	3,37	3,01	41	9	21	30	38	48	-	-
89	ЗТ-334	932,0-936,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	13.08.07.09.15	0,8150	-	10,20	0,09		1,80	0,20	0,006	<20	12	-	8,06	5,77	4,55	42	10	20	29	38	48	-	-
90	ЗТ-373	920,0-925,0	М-0-1-Б	*6(17)*	25.08.-11.09.15	0,8280	-	9,50	0,09	1,40	1,80	0,08	0,006	<20	12	-	10,4	6,25	4,84	50	10	18	26	34	44	-	-
Среднее по М-0-1-Б						**0,8150**		**9,67**	**0,08**	**0,76**	**1,61**	**0,09**	**0,013**	**<20**	**14**	**7,37**	**6,73**	**4,58**	**3,39**	**39**	**10**	**20**	**29**	**38**	**48**	**-**	**-**
Горизонт М-0-2-А, А'																											
91	ЗТ-48	961,5-973,5	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ311+ р-н ЗТ-333*	14.03.-14.04.14	0,8030	-	9,80	0,08	отс.	1,20	0,08	0,007	<20	10	6,15	4,46	3,38	2,95	33	10	23	32	40	50	-	-
92	ЗТ-77	983,0-992,5	М-0-2-А	*р-н ЗТ-77*	24.07.2014	0,8086	-	9,00	0,08	13,40	1,50	0,10	0,009	<20	3	8,65	5,58	4,24	3,55	40	9	21	31	40	48	-	-
93	ЗТ-76	990,0-994,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-77*	07-22.09.15	0,8140	-	7,50	0,07	-	2,00	0,13	0,006	<20	7	8,27	5,79	4,36	3,35	40	10	22	32	41	52	-	-
94	ЗТ-68	988,0-1004,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-68*	15-23.08.14	0,8210	-	6,00	0,09	отс.	4,80	0,05	0,074	<15	11	11,52	5,97	4,5	3,69	47	8	21	30	38	49	-	-
95	ЗТ-83	943,0-954,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-124*	14.03.-10.04.14	0,8050	-	7,00	0,09	отс.	1,50	0,07	0,008	<10	1	5,27	4,18	3,41	2,93	32	12	26	35	43	53	-	-
96	ЗТ-125	925,0-933,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-124*	18.04.-06.05.14	0,8010	-	6,80	0,08	0,03	1,80	0,10	0,008	<20	-4	4,45	3,57	3,00	2,60	40	10	24	34	43	55	-	-

Продолжение табл. 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	25	26	27	28
97	ЗТ-302	988,0-993,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	24.07.2017	0,8138	-	10,70	0,08	11,90	2,00	0,02	0,009	<20	15	-	6,94	5,27	4,28	48	9	21	30	39	49	-	-
98	ЗТ-333	960,0-965,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	09-24.04.15	0,8143	-	10,10	0,08	1,40	1,80	0,09	0,008	<20	11	16,25	7,23	5,43	4,17	58	8	22	31	41	52	-	-
99	ЗТ-364	970,0-976,5	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	21.04.2024	0,8123	-	12,00	0,09	0,84	5,80	0,00	отс.	7	7	7,84	4,81	3,93	3,23	52	17	32	41	50	56	350	62
Среднее по М-0-2-А, А'						**0,8103**	**-**	**8,77**	**0,08**	**3,45**	**2,49**	**0,07**	**0,016**	**<20**	**7**	**8,55**	**5,39**	**4,17**	**3,42**	**43**	**10**	**24**	**33**	**42**	**52**	**350**	**62**
Горизонт М-0-1-Б+М-0-2-А																											
100	ЗТ-309	963,5-964,5; 967,0-969,5; 973,0-976,0; 979,0-981,5	М-0-1-Б, М-0-2-А	*р-н ЗТ-9, р-н ЗТ-311*	17.07..2024	**0,8215**	**-**	**16,20**	**0,09**	**1,80**	**1,06**	**0,02**	**0,000**	**<20**	**9**	**13,14**	**5,51**	**4,35**	**3,64**	**44**	**8**	**20**	**30**	**39**	**50**	**350**	**61**
Горизонты М-0-2-А'+М-0-2-Б																											
101	ЗТ-371	938,5-953,5	М-0-2-А'+ М-0-2-Б	*р-н ЗТ-124 +5(45)*	17.08.-11.09.15	**0,8070**	**-**	**10,90**	**0,07**	**отс.**	**1,90**	**0,09**	**0,006**	**<20**	**8**	**15,30**	**6,74**	**4,73**	**3,81**	**40**	**12**	**26**	**36**	**45**	**56**	**-**	**-**
Горизонт М-0-2-Б																											
102	ЗТ-76	1004,0-1011,0	М-0-2-Б	*1(41)*	18.04.-06.05.14	0,8000	-	6,20	0,06	отс.	2,60	0,20	0,082	<20	18	3,10	2,60	2,23	1,90	42	9	26	38	50	64	-	-
103	ЗТ-69	982,0-1008,0	М-0-2-Б	*2(42)*	26.09.-07.10.13	0,8170	-	13,00	0,09	сл.	1,30	0,05	0,080	<10	4	7,84	5,51	4,28	3,56	35	10	21	30	39	49	-	-
104	ЗТ-120	945,0-951,0; 953,0-961,0; 965,0-970,0	М-0-2-А' +М-0-2-Б, 96 % из М-0-2-Б	*р-н ЗТ-333*	25.02.-16.03.14	0,8060	-	8,70	0,07	0,03	0,70	0,08	0,007	<10	8	6,13	4,64	3,51	2,93	37	9	23	33	39	49	-	-
105	ЗТ-127	1023,0-1030,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-305*	28.06.2017	0,8156	-	8,80	0,07	3,40	1,20	0,11	0,007	<20	3	-	5,32	4,21	3,50	46	8	22	32	44	57	-	-
106	ЗТ-121	970,5-979,0	М-0-2-Б	*3(43)*	20.03.14.04.14	0,8050	-	9,30	0,09	отс.	1,80	0,06	0,007	<20	7	5,64	4,54	3,63	3,05	38	11	25	34	42	52	-	-
107	ЗТ-122	961,0-976,0	М-0-2-Б	*3(43)*	14.03.-10.04.14	0,8073	-	8,50	0,10	отс.	0,80	0,06	0,007	<10	2	6,20	4,94	3,97	3,39	28	12	25	35	43	53	-	-
108	ЗТ-327	985,0-988,0	М-0-2-Б	*3(43)*	11.05.2017	0,8044	-	11,00	0,07	0,03	2,10	0,18	0,007	<20	2	6,30	4,70	3,72	3,20	40	1	10	21	33	42	-	-
109	ЗТ-333	973,0-977,5	М-0-2-Б	*3(43)*	09-24.04.15	0,8100	-	9,80	0,07	0,20	1,80	0,11	0,007	<20	5	6,82	4,97	3,86	3,14	36	10	22	32	42	52	-	-
110	ЗТ-359	968,0-978,0	М-0-2-Б	*3(43)*	14.06.2018	0,8104	-	8,20	0,09	отс.	2,00	0,09	0,009	<20	9	5,89	4,61	3,83	3,24	40	11	24	34	43	53	-	-
111	ЗТ-78	976,0-980,0	М-0-2-Б	*4(44)*	28.07.-15.08.14	0,8160	-	7,00	0,09	1,00	3,80	0,19	0,008	<20	4	10,53	6,25	4,66	3,85	53	8	22	35	43	55	-	-
112	ЗТ-72	952,0-967,0	М-0-2-Б	*5(45)*	10-23.12.13	0,8023	-	8,80	0,07	0,03	0,40	0,06	0,006	<15	8	5,28	4,00	3,24	2,76	40	12	28	38	48	62	-	-
113	ЗТ-82	968,0-978,0	М-0-2-Б	*5(45)*	28.07.-15.08.14	0,8090	-	6,50	0,09	0,03	1,98	0,27	0,008	<20	5	7,92	5,62	4,40	3,61	40	10	24	36	45	54	-	-
114	ЗТ-88	959,5-961,5	М-0-2-Б	*5(45)*	08-30.04.14	0,8010	-	8,40	0,09	0,03	1,90	0,07	0,007	<20	-6	4,29	3,49	2,90	2,51	29	11	27	37	46	56	-	-
115	ЗТ-356	944,0-947,0	М-0-2-Б	*5(45)*	14.07.2017	0,8114	-	9,00	0,08	0,03	1,80	0,01	0,007	<20	10	7,20	5,70	3,70	3,10	48	11	26	36	45	56	-	-
116	ЗТ-308	1008,0-1011,0; 1013,0-1014,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-305*	21.07.2023	0,7904	-	8,20	0,04	0,03	0,52	0,05	0,009	<20	-16*	3,49	2,89	2,77	2,17	35	14	30	42	53	65	350	76
117	ЗТ-309	1000,5-1002,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-309*	31.08.2023	0,8032	-	-	0,10	0,03	-	-	0,011	-	12	6,70	6,00	5,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118	ЗТ-309	1000,5-1002,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-309*	02.09.2023	0,8028	-	-	0,10	0,03	-	-	0,012	-	12	6,60	5,90	5,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднее по М-0-2-Б						**0,8066**	**-**	**8,76**	**0,08**	**0,29**	**1,65**	**0,11**	**0,016**	**<20**	**6**	**6,25**	**4,80**	**3,89**	**3,06**	**39**	**10**	**24**	**34**	**44**	**55**	**350**	**76**
Горизонт PZ																											
119	ЗТ-91*	813,0-830,0	PZ	1(63)	24.08.-11.09.15	0,8550	-	11,20	0,20	25,80	2,00	0,21	0,009	<20	2	-	-	-	20,24	95	1	10	17	28	39	-	-
120	ЗТ-127	1049,0-1057,0	PZ		28.06.2017	0,8214	-	9,00	0,09	90,00	1,80	0,12	0,009	<20	10	7,20	6,64	5,04	4,39	50	9	20	30	39	50	-	-
Среднее по PZ						**0,8214**	**-**	**9,00**	**0,09**	**90,00**	**1,80**	**0,12**	**0,009**	**<20**	**10**	**7,20**	**6,64**	**5,04**	**4,39**	**50**	**9**	**20**	**30**	**39**	**50**	**-**	**-**
Среднее значение по ЮВ своду III объекта						**0,8109**	**-**	**9,44**	**0,08**	**3,64**	**1,87**	**0,09**	**0,014**	**<20**	**8**	**7,71**	**5,36**	**4,08**	**3,24**	**42**	**10**	**22**	**32**	**41**	**52**	**350**	**66**
Среднее по III объекту разработки						**0,8121**	**168**	**10,05**	**0,09**	**6,83**	**2,07**	**0,11**	**0,021**	**<20**	**11**	**9,39**	**6,36**	**4,50**	**3,52**	**45**	**10**	**21**	**31**	**40**	**50**	**363**	**75**

Примечание: * - отбракованное значение, проба

Обозначение залежей: 1(1), 1(2), 3(43) - нумерация в пределах каждого свода и горизонта (номер залежи из общего числа залежей принятый в ПЗ-2016)

Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Западный Тузколь. Средние значения параметров дегазированной нефти

Наименование отчёта	АР-2022				Доп. к ПР-2024			
Наименование	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I объект разработки (Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)								
Плотность при 20 °С, г/см^3	4	4	0,8737-0,8880	0,8834	4	4	0,8737-0,8880	0,8834
Вязкость кинематическая, мм^2/с при 20 °С	2	2	29,19-73,48	51,34	2	2	29,19-73,48	51,34
при 50 °С	4	4	2,94-27,60	12,85	4	4	2,94-27,60	12,85
Температура застывания, °С	4	4	6-17	13	4	4	6-17	13
Содержание общей серы, % масс.	4	4	0,24-0,27	0,25	4	4	0,24-0,27	0,25
Содержание смол силикагелевых, % масс.	4	4	1,40-2,20	1,93	4	4	1,40-2,20	1,93
Содержание асфальтенов, % масс.	4	4	0,02-0,08	0,05	4	4	0,02-0,08	0,05
Содержание парафинов, % масс.	4	4	9,80-12,80	11,18	4	4	9,80-12,80	11,18
Температура начала кипения, °С	4	4	115-165	145	4	4	115-165	145
Выход фракций, % об.								
до 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-
до 200 °С	4	4	4-7	5	4	4	4-7	5
до 300 °С	4	4	18-22	19	4	4	18-22	19
II объект разработки (Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)								
Плотность при 20 °С, г/см^3	7	7	0,8160-0,8280	0,8204	7	7	0,8160-0,8280	0,8204
Вязкость кинематическая, мм^2/с при 20 °С	6	6	16,30-40,83	24,81	6	6	16,30-40,83	24,81
при 50 °С	7	7	3,96-5,34	4,47	7	7	3,96-5,34	4,47
Температура застывания, °С	7	7	5-19	14	7	7	5-19	14
Содержание общей серы, % масс.	7	7	0,11-0,29	0,14	7	7	0,11-0,29	0,14
Содержание смол силикагелевых, % масс.	7	7	0,70-6,40	2,67	7	7	0,70-6,40	2,67
Содержание асфальтенов, % масс.	7	7	0,04-0,32	0,12	7	7	0,04-0,32	0,12
Содержание парафинов, % масс.	7	7	9,70-16,30	12,99	7	7	9,70-16,30	12,99
Температура начала кипения, °С	7	7	43-60	51	7	7	43-60	51
Выход фракций, % об.								
до 100 °С	7	7	7-15	9	7	7	7-15	9
до 200 °С	7	7	26-35	29	7	7	26-35	29
до 300 °С	7	7	44-53	47	7	7	44-53	47
III объект разработки (Горизонты M+PZ С3, Ц, ЮВ сводов)								
Плотность при 20 °С, г/см^3	69	94	0,7817-0,8850	0,8133	73	99	0,7817-0,8460	0,8121
Вязкость кинематическая, мм^2/с при 20 °С	53	66	3,10-53,83	12,01	53	66	3,10-25,77	9,39
при 50 °С	69	94	1,00-7,32	3,55	73	97	1,00-6,11	3,52
Температура застывания, °С	69	94	(-6)-23	11	72	98	(-6)-23	11
Содержание общей серы, % масс.	69	94	0,01-0,27	0,09	73	99	0,01-0,27	0,09
Содержание смол силикагелевых, % масс.	68	93	0,12-6,00	2,08	72	96	0,12-6,00	2,07
Содержание асфальтенов, % масс.	68	93	0,01-1,00	0,13	71	95	0,00-0,32	0,11
Содержание парафинов, % масс.	69	94	5,00-16,50	9,93	73	97	5,00-16,50	10,05
Температура начала кипения, °С	69	93	28-95	45	72	96	28-80	45
Выход фракций, % об.								
до 100 °С	68	92	1-18	9	71	95	1-18	10
до 200 °С	68	93	17-42	30	72	96	19-42	31
до 300 °С	68	93	35-64	50	72	96	35-65	50

Таблица 1.1.6.2.3 - Месторождение Западный Тузколь. Средние значения параметров дегазированной нефти

Горизонт	Плотность при 20 °С, г/см^3	Вязкость кинематическая, мм^2/с		Температура застывания, °С	Содержание, % масс.				Температура начала кипения, °С	Выход фракций, % об.	
		20 °С	50 °С		общей серы	силикагелевых смол	асфальтенов	парафинов		200 °С	300 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*											
А-1-1	0,8834	51,34	12,85	13	0,25	1,93	0,05	11,18	145	5	19
II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*											
А-1-4	0,8204	24,81	4,47	14	0,14	2,67	0,12	12,99	51	29	47
III объект разработки *(Горизонты М+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)*											
Северо-Западный свод											
М-0-1-А, А'	0,8027	9,19	3,39	3	0,08	1,95	0,08	10,30	33	33	50
М-0-1-Б	0,8163	9,73	3,50	13	0,10	1,77	0,11	9,13	52	29	48
М-0-2-А, А'	0,8057	7,95	3,30	13	0,08	1,99	0,12	9,76	41	31	49
М-0-2-А'+М-0-2-Б	0,8131	-	4,31	17	0,08	1,67	0,04	12,00	43	31	49
М-0-2-Б	0,8138	6,20	3,50	15	0,08	2,39	0,10	9,68	42	30	49
М-0-3-Б	0,8087	9,63	3,89	14	0,07	1,67	0,11	11,57	47	32	51
PZ	0,8206	20,12	4,34	15	0,08	1,98	0,07	13,34	51	27	47
Центральный свод											
М-0-1-Б	0,8196		3,76	16	0,09	1,46	0,08	10,00	45	30	49,5
М-0-2-А, А'	0,8151	14,73	3,76	14	0,09	1,90	0,13	9,45	50	29	47
М-0-2-А'+М-0-2-Б	0,8155	6,03	3,91	17	0,16	3,10	0,18	9,20	49	30	48
М-0-2-Б	0,8137	8,00	3,50	13	0,10	2,58	0,17	9,09	41	30	49
М-0-2-Б+М-0-3-А	0,8140	10,21	3,31	12	0,26	5,40	0,32	7,80	50	32	51
М-0-3-А	0,8120	7,24	3,26	5	0,12	2,67	0,12	10,25	56	31	52
М-0-3-А+М-0-3-Б	0,8130	11,60	3,13	13	0,26	5,20	0,30	8,90	60	29	49
Юго-Восточный свод											
М-0-1-А	0,8275	12,96	2,31	14	0,08	2,10	0,14	12,95	59	26	43
М-0-1-Б	0,8150	7,37	3,39	14	0,08	1,61	0,09	9,67	39	29	48
М-0-2-А, А'	0,8103	8,55	3,42	7	0,08	2,49	0,07	8,77	43	33	52
М-0-1-Б+М-0-2-А	0,8215	13,14	3,63	9	0,09	1,06	0,02	16,20	44	30	50
М-0-2-А'+М-0-2-Б	0,8070	15,30	3,81	8	0,07	1,90	0,09	10,90	40	36	56
М-0-2-Б	0,8066	6,19	3,06	6	0,08	1,65	0,11	8,76	39	34	55
PZ	0,8214	7,20	4,39	10	0,09	1,80	0,12	9,00	50	30	50

1.1.6.3 Компонентный состав газа

Компонентный состав растворённого газа

По состоянию изученности на 01.07.2024 г. компонентный состав растворённого газа представлен результатами исследований 98 проб.

В результате анализа были отбракованы некоторые пробы, состав которых сильно отличается от средних по горизонтам: ЗТ-150 от 30.12.2020 г., ЗТ-177 от 20.08.2019 г., ЗТ-41 от 06.02.2013 г., ЗТ-170 от 11.02.2018 г., ЗТ-2 от 27.03.2011 г., ЗТ-112 от 19.04.2014 и 19.01.2016 г., ЗТ-70 от 16.10.2013 г., ЗТ-91 от 23.08.2015 г., ЗТ-212 от 11.06.2023 г. и ЗТ-260 от 22.06.2022 г., ЗТ-285 от 19.04.2024 г., ЗТ-405 от 03.09.2023 г.

Все результаты исследований приведены в таблице 1.1.6.3.1. Устьевые пробы газа существенно отличаются по составу от газа однократного разгазирования и в разделе рассматриваются отдельно в таблице 1.1.6.3.2.

I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*

Компонентный состав растворённого газа I объекта разработки оценён по результатам исследований 2 проб, полученных при однократном разгазировании глубинных проб пластовой нефти из скважин ЗТ-60, ЗТ-150 залежи 1 (1). Газ «высокожирный», содержание метана составляет 1,25 % мольн., этана – 19,38 % мольн., пропана – 20,39 % мольн., бутанов – 29,66 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 28,49 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,41 % мольн., азота – 0,43 % мольн., сероводород не определялся. Относительная плотность газа – 1,949.

II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*

Компонентный состав растворённого газа II объекта разработки оценён по результатам исследований 4 проб, полученных при однократном разгазировании проб пластовой нефти из скважин ЗТ-2, ЗТ-47, ЗТ-53, ЗТ-59 залежи 1(2). Газ «высокожирный», содержание метана составляет 2,40 % мольн., этана – 23,78 % мольн., пропана – 27,66 % мольн., бутанов – 20,36 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 23,76 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,90 % мольн., азота – 1,15 % мольн., сероводород не определялся. Относительная плотность газа – 1,745.

III объект разработки *(Горизонты М+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)*

Физико-химические свойства дегазированной нефти III объекта разработки описаны по результатам исследований 78 проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин горизонтов М-0-1-А, А', М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, М-0-3-Б, PZ Северо-Западного свода, горизонтов М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, М-0-2-Б+М-0-3-А, М-0-3-А, М-0-3-А+М-0-3-Б Центрального свода, горизонтов М-

0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, А', М-0-2-А'+М-0-2-Б, М-0-2-Б, PZ Юго-Восточного свода.

Газ «высокожирный», содержание метана составляет 32,20 % мольн., этана – 19,39 % мольн., пропана – 23,61 % мольн., бутанов – 15,52 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 8,04 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,10 % мольн., азота – 1,17 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность газа – 1,365. В таблице 1.1.6.3.3 приведены усреднённые составы растворённого газа по объектам разработки по состоянию изученности на 01.07.2024 г. в сравнении с данными, из документа «Анализ Разработки месторождения Западный Тузколь» от 2022 года.

Таблица 1.1.6.3.1 - Месторождение Западный Тузколь. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

№№ п/п	№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Горизонт	Залежь	Содержание компонентов, % мольн.											Исполнитель
						Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+ высшие	Углекислый газ	Азот	Уд. вес по отношению к воздуху	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I объект разработки *(Горизонт А-1-1 Северо-Западного свода)*																	
Горизонт А-1-1																	
1	ЗТ-60	15.05.2013	869,7-872,0	А-1-1	*1(1)*	1,26	19,41	20,41	14,62	15,02	9,19	9,71	9,54	0,41	0,43	1,948	КНЕК
2	ЗТ-150	26.05.2017	860,0-867,0	А-1-1	*1(1)*	1,24	19,35	20,37	14,63	15,04	9,25	9,76	9,53	0,40	0,42	1,949	КНЕК
3	ЗТ-115*	30.12.2020	868,0-871,0	А-1-1	*1 (1)*	20,33	8,23	1,04	10,08	15,56	10,65	11,03	12,72	9,97	0,39	1,864	КНЕК
Среднее по I объекту разработки						**1,25**	**19,4**	**20,4**	**14,6**	**15**	**9,22**	**9,735**	**9,535**	**0,41**	**0,425**	**1,949**	
II объект разработки *(Горизонт А-1-4 Северо-Западного свода)*																	
Горизонт А-1-4																	
4	ЗТ-2	01.01.2011	984,0-989,0	А-1-4	*1(2)*	2,62	23,22	28,06	9,49	9,97	7,98	6,68	9,73	0,96	1,29	1,562	КНЕК
5	ЗТ-47	07.01.2013	982,0-990,0	А-1-4	*1(2)*	2,62	24,65	28,55	9,32	9,84	6,69	7,30	8,82	0,99	1,23	1,783	КНЕК
6	ЗТ-53	21.09.2013	992,0-997,0	А-1-4	*1(2)*	1,93	22,52	25,28	11,55	12,02	7,72	8,28	9,11	0,71	0,88	1,852	КНЕК
7	ЗТ-59	25.08.2013	990,5-993,0	А-1-4	*1(2)*	2,41	24,74	28,76	9,36	9,88	6,67	7,26	8,79	0,93	1,20	1,784	КНЕК
8	ЗТ-177*	20.08.2019	987,0-989,0	А-1-4	*1(2)*	0,24	0,22	23,47	16,36	30,73	11,37	9,35	6,01	0,44	1,81	2,097	КНЕК
Среднее по II объекту разработки						**2,40**	**23,78**	**27,66**	**9,93**	**10,43**	**7,27**	**7,38**	**9,11**	**0,90**	**1,15**	**1,745**	
III объект разработки *(Горизонты М+PZ СЗ, Ц, ЮВ сводов)*																	
Северо-Западный свод																	
Горизонт М-0-1-А, А'																	
9	ЗТ-2	01.07.2011	1130,0-1133,0	М-0-1-А'	*р-н ЗТ-2*	16,50	27,95	40,87	3,87	6,79	1,05	1,13	0,46	0,06	1,32	1,584	КНЕК
10	ЗТ-51	04.07.2013	1127,8-1129,8	М-0-1-А'	*р-н ЗТ-2*	7,94	15,22	33,54	9,21	19,21	4,81	5,18	2,71	0,03	2,15	1,668	КНЕК
11	ЗТ-22	19.05.2015	1123,0-1124,5; 1127,5-1131,0	М-0-1-А, А'	*1(3)+р-н ЗТ-2*	9,15	15,85	40,93	6,74	15,76	3,68	4,16	2,35	0,22	1,16	1,928	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-А, А'						**11,20**	**19,67**	**38,45**	**6,61**	**13,92**	**3,18**	**3,49**	**1,84**	**0,10**	**1,54**	**1,727**	
Горизонт М-0-1-Б																	
12	ЗТ-45	11.07.2012	1130,1-1134,1	М-0-1-Б	*2 (9)*	50,24	14,83	11,62	7,42	8,59	2,19	2,17	1,14	0,20	1,59	1,327	КНЕК
13	ЗТ-200	15.08.2016	1130,0-1135,5	М-0-1-Б	*2 (9)*	13,47	8,73	27,19	12,93	20,04	6,88	6,35	4,41	0,09	1,38	1,710	КНЕК
14	ЗТ-22	29.04.2015	1143,5-1150,0; 1167,3-1170,0	М-0-1-Б+М-0-2-А, 92% из М-0-1-Б	*1(8)+1(19)*	12,70	21,98	37,77	4,78	12,28	3,08	3,78	2,13	0,05	1,47	1,795	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б						**25,47**	**15,18**	**25,53**	**8,38**	**13,64**	**4,05**	**4,10**	**2,56**	**0,11**	**1,48**	**1,611**	
Горизонт М-0-2-А, А'																	
15	ЗТ-54	14.11.2013	1153,7-1157,0	М-0-2-А	*5(23)*	31,56	13,50	26,13	5,83	13,52	3,07	3,56	1,55	0,04	1,23	1,343	КНЕК
26	ЗТ-26	29.07.2013	1122,0-1151,0	М-0-2-А	*5(23)*	44,99	21,17	13,08	3,44	8,94	2,12	2,69	1,84	0,04	1,70	1,119	КНЕК
16	ЗТ-41*	06.02.2013	1111,0-1113,0	М-0-2-А	*5(23)*	62,37	12,58	8,29	2,30	5,61	2,31	2,97	2,07	0,04	1,46	0,976	КНЕК
17	ЗТ-203	11.09.2015	1140,0-1147,0	М-0-2-А	*5(23)*	41,02	18,65	21,92	2,90	7,13	2,00	2,31	2,42	0,06	1,59	1,407	КНЕК
18	ЗТ-170*	11.02.2018	1171,0-1181,0	М-0-2-А	*р-н ЗТ-170*	4,14	12,39	40,35	8,32	20,27	5,01	5,50	2,26	0,01	1,74	1,723	КНЕК
19	ЗТ-166	13.02.2020	1177,0-1179,0	М-0-2-А	*5(23)*	9,45	21,08	39,57	5,40	13,34	3,39	4,14	2,53	0,04	1,06	1,553	КНЕК
20	ЗТ-41	16.12.2013	1137,0-1143,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-206*	42,76	19,78	19,96	2,86	7,42	1,84	2,18	1,42	0,02	1,76	1,123	КНЕК
21	ЗТ-113	16.03.2021	1186,0-1197,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-113*	19,74	21,43	32,77	4,32	11,57	2,86	3,33	1,79	0,04	2,15	1,399	КНЕК
22	ЗТ-175	09.02.2021	1168,0-1170,0; 1187,0-1188,0	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-170*	7,30	18,26	39,13	6,63	17,23	4,10	4,45	1,86	0,05	0,99	1,615	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'						**28,12**	**19,12**	**27,51**	**4,48**	**11,31**	**2,77**	**3,24**	**1,92**	**0,04**	**1,50**	**1,365**	
Горизонт М-0-2-Б																	
23	ЗТ-2*	27.03.2011	1207,0-1209,0	М-0-2-Б	*1(31)*	44,72	17,05	25,09	2,50	5,53	1,34	1,56	1,06	0,09	1,07	1,316	КНЕК
24	ЗТ-22	21.07.2013	1205,6-1211,0	М-0-2-Б	*1(31)*	24,46	12,63	19,70	8,26	17,25	5,54	6,26	4,32	0,05	1,53	1,550	КНЕК
25	ЗТ-101	10.05.2014	1197,0-1208,0	М-0-2-Б	*2(32)*	11,86	13,15	32,74	7,96	18,31	5,41	6,14	2,90	0,07	1,45	1,989	КНЕК
27	ЗТ-103	20.06.2020	1187,0-1191,0	М-0-2-Б	*3(33)*	19,46	14,51	26,11	6,65	16,46	5,2	5,97	3,9	0,07	1,67	1,562	КНЕК
28	ЗТ-172	06.07.2020	1224,0-1226,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-170*	11,82	13,16	32,76	7,96	18,31	5,42	6,15	2,92	0,06	1,44	1,652	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б						**16,90**	**13,36**	**27,83**	**7,71**	**17,58**	**5,39**	**6,13**	**3,51**	**0,06**	**1,52**	**1,688**	
Горизонт М-0-2-А'+М-0-2-Б																	
29	ЗТ-3	02.01.2011	1165,0-1166,5; 1187,3-1188,8	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	26,28	20,93	31,19	4,42	10,11	2,05	2,35	1,56	0,09	1,01	1,583	КНЕК
30	ЗТ-56	07.07.2013	1162,3-1180,7	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	42,38	19,41	15,86	3,67	9,65	2,28	2,84	1,98	0,04	1,89	1,162	КНЕК
31	ЗТ-57	14.03.2013	1179,7-1181,4 совместно с 1150-1155	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*4(34) + р-н ЗТ-206*	47,84	23,07	10,06	3,18	8,17	1,93	2,52	1,70	0,04	1,48	1,072	КНЕК

Продолжение таблицы 1.1.6.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
32	ЗТ-212*	11.06.2023	1132,0-1134,0; 1140,0-1142,0; 1146,5-1149,5; 1161,5-1163,5	М-0-2-А'; М-0-2-Б	*р-н ЗТ-206+4(34)*	71,10	19,33	2,57	4,64	0,87	0,89	0,19	0,26	0,16	0,00	0,7814	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А'+М-0-2-Б						**38,83**	**21,14**	**19,04**	**3,76**	**9,31**	**2,09**	**2,57**	**1,75**	**0,06**	**1,46**	**1,272**	
Горизонт М-0-3-Б																	
33	ЗТ-168	11.10.2020	1324,0-1325,5	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-168*	35,90	12,05	21,84	4,84	12,98	3,91	4,48	2,58	0,04	1,38	1,333	КНЕК
34	ЗТ-209	10.01.2024	1300,5-1301,5; 1308,0-1309,0; 1312,0-1315,0; 1321,5-1322,5	М-0-3-Б	*р-н ЗТ-56*	20,48	20,34	29,43	6,46	13,60	3,67	3,81	2,19	0,02	0,00	1,429	КНЕК
Среднее значение по М-0-3-Б						**28,19**	**16,19**	**25,63**	**5,65**	**13,29**	**3,79**	**4,15**	**2,38**	**0,03**	**0,69**	**1,381**	
Горизонт PZ																	
35	ЗТ-2	21.03.2011	1420,0-1432,0	PZ	*1(59)*	45,74	16,27	24,84	2,40	5,74	1,28	1,59	1,90	0,07	0,98	1,087	КНЕК
36	ЗТ-32	14.08.2012	1434,0-1439,0	PZ	*1(59)*	53,72	19,03	11,34	2,74	6,36	1,76	2,22	1,74	0,09	1,00	1,231	КНЕК
37	ЗТ-50	23.07.2012	1430,0-1445,0	PZ	*1(59)*	54,00	17,25	13,54	2,60	5,87	1,72	1,95	1,53	0,06	1,48	1,223	КНЕК
38	ЗТ-55	17.05.2013	1417,0-1429,0	PZ	*1(59)*	41,48	21,78	17,13	3,30	7,95	2,02	2,47	1,90	0,09	1,89	1,142	КНЕК
39	ЗТ-102	21.03.2014	1429,0-1436,0	PZ	*1(59)*	53,14	17,39	15,62	2,25	5,65	1,52	1,88	1,46	0,03	1,06	1,018	КНЕК
Среднее значение по PZ						**49,62**	**18,34**	**16,49**	**2,66**	**6,31**	**1,66**	**2,02**	**1,71**	**0,07**	**1,28**	**1,140**	
Среднее значение по СЗ своду III объекта						**29,46**	**17,76**	**25,43**	**5,30**	**11,79**	**3,14**	**3,56**	**2,19**	**0,06**	**1,40**	**1,430**	
Центральный свод																	
Горизонт М-0-1-Б																	
40	ЗТ-118	07.08.2014	990,0-995,0	М-0-1-Б	*2(11)*	**13,80**	**20,25**	**36,45**	**5,30**	**12,94**	**3,39**	**3,82**	**2,46**	**0,05**	**1,59**	**1,810**	КНЕК
Горизонты М-0-1-Б+М-0-2-А																	
41	ЗТ-7	30.06.2011	995,0-1011,0	М-0-1-Б+М-0-2-А	*2(11)+3(26)*	**47,30**	**23,92**	**21,17**	**1,41**	**2,82**	**0,41**	**0,49**	**0,36**	**0,01**	**2,11**	**1,177**	КНЕК
Горизонт М-0-2-А, А'																	
42	ЗТ-6	19.07.2011	1057,5-1063,5	М-0-2-А	*1(24)*	33,17	24,16	19,99	4,26	5,76	3,92	4,96	3,11	0,09	0,57	1,539	КНЕК
43	ЗТ-112*	19.01.2016	1063,0-1067,0	М-0-2-А	*1(24)*	11,12	22,47	41,52	4,98	11,36	2,49	2,63	1,42	0,07	1,97	1,468	КНЕК
44	ЗТ-90	07.08.2015	1029,0-1042,0	М-0-2-А	*2(25)*	27,64	19,83	28,94	4,55	10,20	2,68	3,09	1,99	0,07	1,02	1,599	КНЕК
45	ЗТ-96	26.05.2017	1037,0-1052,2	М-0-2-А	*2(25)*	32,27	18,02	26,33	3,63	9,73	2,71	3,19	1,88	0,03	2,22	1,275	КНЕК
46	ЗТ-4	02.07.2011	1045,0-1054,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	33,37	27,18	27,99	2,45	4,97	0,83	1,09	0,76	0,07	1,28	1,369	КНЕК
47	ЗТ-270	18.09.2015	1047,0-1054,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-273*	32,64	22,03	25,93	3,06	8,26	2,13	2,57	1,61	0,01	1,76	1,479	КНЕК
48	ЗТ-19	23.07.2012	1050,4-1064,8	М-0-2-А, А'	*1 (24)+р-н ЗТ-1*	33,11	21,12	17,03	5,65	12,90	3,10	3,56	2,11	0,07	1,35	1,559	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'						**32,03**	**22,06**	**24,37**	**3,93**	**8,64**	**2,56**	**3,08**	**1,91**	**0,06**	**1,37**	**1,470**	
Горизонт М-0-2-Б																	
49	ЗТ-112*	19.04.2014	1090,0-1095,0	М-0-2-Б	*1(37)*	8,48	22,26	41,6	5,89	12,92	2,77	3,1	1,69	0,07	1,2	1,525	КНЕК
50	ЗТ-108	09.05.2016	1083,5-1091,0	М-0-2-Б	*1(37)*	38,98	20,09	21,81	2,85	7,74	2,02	2,41	1,8	0,06	2,23	1,168	КНЕК
51	ЗТ-96	18.01.2017	1092,0-1097,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-96*	42,47	20,38	20,29	2,76	7,12	1,84	2,17	1,36	0,16	1,47	1,121	КНЕК
52	ЗТ-259	02.10.2021	1089,0-1090,0; 1092,0-1093,0; 1100,0-1101,0; 1105,0-1106,0; 1112,0-1113,0; 1114,0-1116,0	М-0-2-Б	*1(37)*	41,22	21,64	21,89	2,25	6,81	1,72	2,09	1,17	0,09	1,12	1,121	КНЕК
53	ЗТ-290	15.11.2021	1029,0-1031,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-290*	41,47	17,24	16,18	4,78	10,36	3,57	3,5	1,74	0,07	1,09	1,212	КНЕК
54	ЗТ-260*	22.06.2022	1084,0-1088,0;1092,0-1093,5	М-0-2-Б	1(37)	30,635	30,866	15,749	4,524	4,988	1,182	1,171	0,528	10,358	0,00	1,153	КНЕК
55	ЗТ-263	21.04.2024	1108,0-1110,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-96*	20,95	20,65	29,08	6,30	13,43	3,68	3,87	2,03	0,02	0,00	1,418	КНЕК
56	ЗТ-282	22.03.2023	1066,0-1070,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-16*	18,63	39,31	22,28	7,44	7,00	1,89	1,75	1,70	0,00	0,00	1,283	КНЕК
57	ЗТ-285*	19.04.2024	1064,0-1065,5; 1067,5-1068,5; 1070,5-1074,0; 1079,5-1080,5; 1092,5-1093,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-4*	4,66	15,25	29,41	10,27	18,05	8,96	7,41	5,00	0,02	0,99	1,770	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б						**33,95**	**23,22**	**21,92**	**4,40**	**8,74**	**2,45**	**2,63**	**1,63**	**0,07**	**0,99**	**1,221**	
Горизонты М-0-2-А'+М-0-2-Б																	
58	ЗТ-6	24.01.2011	1070,0-1095,0	М-0-2-А'+М-0-2-Б	*р-н ЗТ-6 + 1(37)*	**37,36**	**23,72**	**24,58**	**2,85**	**6,52**	**1,37**	**1,67**	**0,75**	**0,23**	**0,94**	**1,369**	КНЕК
Горизонт М-0-3-А																	
59	ЗТ-1	01.01.2011	1099,0-1126,5; 1107,0-1110,0; 1124,5-1126,5	М-0-3-А	*1(51)*	45,70	20,65	20,10	2,39	5,84	1,41	1,83	1,28	0,05	0,77	1,294	КНЕК
60	ЗТ-108	19.04.2014	1127,0-1130,0	М-0-3-А	*1(51)*	28,00	20,11	28,40	3,68	10,33	2,47	3,13	2,11	0,06	1,68	1,583	КНЕК
61	ЗТ-272	29.09.2017	1111,5-1113,0	М-0-3-А	*2(52)*	33,41	17,94	23,04	4,58	10,22	3,79	3,69	1,89	0,06	1,37	1,292	КНЕК
62	ЗТ-279	16.06.2023	1111,0-1114,0	М-0-3-А	*2(52)*	45,01	17,57	1,37	8,72	14,85	5,14	5,17	2,18	0,02	0,00	1,249	КНЕК
Среднее значение по М-0-3-А						**38,03**	**19,07**	**18,23**	**4,84**	**10,31**	**3,20**	**3,45**	**1,86**	**0,05**	**0,96**	**1,355**	
Среднее значение по Центральному своду III объекта						**34,03**	**21,88**	**22,78**	**4,15**	**8,83**	**2,53**	**2,84**	**1,70**	**0,06**	**1,19**	**1,364**	
Юго-Восточный свод																	
Горизонт М-0-1-А																	
63	ЗТ-42	16.05.2012	900,7-905,3	М-0-1-А	*1(5)*	27,21	26,02	21,48	4,93	11,12	2,66	3,05	1,92	0,08	1,54	1,569	КНЕК
64	ЗТ-383	26.03.2022	890,0-891,5; 909,0-910,5; 919,0-924,0	М-0-1-А	2(6)	62,61	14,17	10,03	5,1	1,25	2,9	1,47	2,4	0,03	0,03	0,959	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-А						**44,91**	**20,10**	**15,76**	**5,02**	**6,19**	**2,78**	**2,26**	**2,16**	**0,06**	**0,79**	**1,264**	

Продолжение таблицы 1.1.6.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонт М-0-1-Б																	
65	ЗТ-9	26.09.2011	931,0-935,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	35,66	27,23	26,65	2,09	3,94	0,73	0,89	0,99	0,05	1,76	1,332	КНЕК
66	ЗТ-65	11.10.2013	964,4-965,2; 982,4-983,6	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	19,75	23,68	31,46	5,18	11,57	2,63	2,85	1,52	0,09	1,27	1,385	КНЕК
67	ЗТ-74	02.01.2014	957,0-972,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	27,95	23,20	27,35	4,24	9,49	2,19	2,48	1,43	0,06	1,61	1,279	КНЕК
68	ЗТ-314	29.06.2017	939,5-954,5	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	17,52	23,24	33,02	3,86	11,64	3,09	3,50	2,40	0,09	1,63	1,428	КНЕК
69	ЗТ-317	13.09.2019	970,0-973,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	14,54	20,26	37,29	4,46	12,50	3,19	3,82	2,58	0,05	1,31	1,491	КНЕК
70	ЗТ-322	23.10.2019	967,5-969,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	18,06	23,56	35,38	4,30	10,60	2,33	2,82	1,74	0,05	1,17	1,396	КНЕК
71	ЗТ-122	08.08.2021	929,0-933,5; 935,5-940,0	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	47,98	15,87	18,15	3,03	7,88	2,35	2,45	1,56	0,05	0,68	1,110	КНЕК
72	ЗТ-343	22.07.2021	958,5-961,5; 970-972; 974-975; 977,5-979,5	М-0-1-Б	*р-н ЗТ-9*	31,68	19,44	25,29	4,91	10,3	2,56	2,72	1,44	0,05	1,61	1,274	КНЕК
73	ЗТ-373	27.08.2015	920,0-925,0	М-0-1-Б	*6(17)*	55,91	12,33	17,31	3,00	5,61	1,62	1,74	1,52	0,06	0,91	1,230	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б						**29,89**	**22,32**	**25,98**	**4,56**	**9,02**	**2,53**	**2,81**	**1,64**	**0,06**	**1,20**	**1,318**	
Горизонты М-0-1-Б+М-0-2-А, А'																	
74	ЗТ-330	06.01.2024	952,0-992,0	М-0-1-Б, М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-9+р-н ЗТ-311+ р-н 333*	13,70	15,59	31,72	8,38	17,03	4,93	4,99	3,65	0,00	0,00	1,590	КНЕК
75	ЗТ-312	04.08.2023	957,0-959,0; 962,0-963,0; 967,0-969,0; 976,0-980,5; 983,5-985,0	М-0-1-Б; М-0-2-А	*р-н ЗТ-9+р-н ЗТ-311*	29,817	34,431	7,91	10,49	6,67	4,64	4,84	1,20	0,00	0,00	1,260	КНЕК
76	ЗТ-339	18.04.2024	951,0-958,5; 962,0-964,0; 975,0-981,0; 984,0-989,0	М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А’	*р-н ЗТ-9, р-н ЗТ-311, р-н ЗТ-333*	14,92	21,79	32,74	7,14	14,29	3,99	3,93	1,18	0,02	0,00	1,471	КНЕК
Среднее значение по М-0-1-Б+М-0-2-А, А'						**19,48**	**23,94**	**24,12**	**8,67**	**12,67**	**4,52**	**4,59**	**2,01**	**0,01**	**0,00**	**1,44**	
Горизонт М-0-2-А, А'																	
77	ЗТ-48	17.02.2014	961,5-964,5; 970,8-973,5	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-311+р-н ЗТ-333*	36,16	14,92	22,82	5,71	11,28	3,00	3,01	1,45	0,03	1,62	1,268	КНЕК
78	ЗТ-305	30.01.2020	975,0-986,0	М-0-2-А	*р-н ЗТ-68*	25,65	23,30	29,82	3,38	9,59	2,29	2,80	1,86	0,06	1,25	1,312	КНЕК
79	ЗТ-125	29.03.2014	925,0-927,0; 930,0-933,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-124*	51,34	6,85	17,52	5,21	10,09	3,16	2,96	1,61	1,26	0,01	1,389	КНЕК
80	ЗТ-347	29.07.2019	965,0-970,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	38,08	15,53	22,71	4,27	9,46	2,95	3,29	2,30	0,08	1,33	1,248	КНЕК
81	ЗТ-352	05.06.2021	958,0-963,0	М-0-2-А'	*р-н ЗТ-333*	40,06	15,61	21,27	3,85	9,53	2,95	3,3	2,19	0,08	1,16	1,225	КНЕК
82	ЗТ-77*	10.06.2014	983,0-987,0; 990,5-992,5	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-77*	11,62	22,87	39,85	4,79	11,25	2,70	3,25	2,22	0,04	1,42	1,789	КНЕК
83	ЗТ-345	19.07.2021	957,0-964,0; 970,0-971,0	М-0-2-А, А'	*р-н ЗТ-311+р-н ЗТ-333*	39,88	16,89	21,26	3,94	9,57	2,8	2,89	1,59	0,05	1,13	1,205	КНЕК
84	ЗТ-304	10.08.2022	944,0-978,5	М-0-2-А	р-н ЗТ-304	28,422	36,512	19,068	5,546	6,283	1,564	1,679	0,904	0,00	0,021	1,173	КНЕК
85	ЗТ-405*	03.09.2023	961,0-963,0; 971,0-972,0; 985,0-987,0; 996,0-997,0	М-0-2-А, М-0-2-А’	*р-н ЗТ-304, р-н ЗТ-76*	4,25	19,33	39,46	8,49	17,80	4,38	4,63	1,64	0,00	0,00	1,627	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'						**37,08**	**18,52**	**22,07**	**4,56**	**9,40**	**2,67**	**2,85**	**1,70**	**0,22**	**0,93**	**1,260**	
Горизонт М-0-2-А'+ М-0-2-Б																	
86	ЗТ-83	15.01.2014	943,0-946,0; 950-954	М-0-2-А'+ М-0-2-Б	*р-н ЗТ-124+5(45)*	49,23	8,88	17,36	5,28	10,08	3,22	3,02	1,69	0,26	0,98	1,169	КНЕК
87	ЗТ-353	22.06.2022	957,0-959,0;969,0-971,0	М-0-2-А'+ М-0-2-Б	р-н ЗТ-333+3(43)	22,36	29,52	22,71	8,75	8,74	2,57	2,53	1,47	1,36	0,00	1,321	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-А, А'						**35,80**	**19,20**	**20,04**	**7,02**	**9,41**	**2,90**	**2,78**	**1,58**	**0,81**	**0,49**	**1,245**	
Горизонт М-0-2-Б																	
88	ЗТ-69	05.09.2013	983,0-1002,0; 1006,0-1008,0	М-0-2-Б	*2(42)*	25,28	17,42	26,29	6,80	13,56	3,33	3,22	1,86	0,07	2,15	1,391	КНЕК
89	ЗТ-70*	16.10.2013	987,5-990,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-70*	14,40	11,04	27,00	13,50	19,58	6,34	4,39	2,02	0,07	1,67	1,646	КНЕК
90	ЗТ-121	15.02.2014	970,5-979,0	М-0-2-Б	*3(43)*	41,28	14,51	20,79	5,07	9,62	2,78	2,65	1,67	0,01	1,61	1,205	КНЕК
91	ЗТ-72	09.01.2013	952,0-954,0; 955,5-958,0; 959,0-967,0	М-0-2-Б	*5(45)*	41,26	11,98	20,40	5,86	11,18	3,31	3,00	1,75	0,05	1,21	1,241	КНЕК
92	ЗТ-333	22.06.2015	973,0-977,5	М-0-2-Б	*3(43)*	27,19	14,80	28,84	5,39	12,13	3,82	3,85	2,49	0,04	1,44	1,683	КНЕК
93	ЗТ-327	01.05.2017	985,0-988,0	М-0-2-Б	3(43)	38,72	13,16	23,23	4,22	10,75	3,02	3,08	1,96	0,04	1,82	1,249	КНЕК
94	ЗТ-359	10.06.2018	968,0-978,0	М-0-2-Б	3(43)	42,90	15,56	17,89	4,53	9,52	3,07	3,13	2,20	0,12	1,09	1,200	КНЕК
95	ЗТ-379	30.04.2022	961,0-695,5	М-0-2-Б	5(45)	29,668	13,066	25,616	11,799	10,613	2,969	3,286	2,18	0,54	0,27	1,376	КНЕК
96	ЗТ-308	22.07.2023	1008,0-1011,0; 1013,0-1014,5; 1040,0-1043,0	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-305*	45,01	17,57	1,37	8,72	14,85	5,14	5,17	2,18	0,00	0,02	1,249	КНЕК
97	ЗТ-309	01.09.2023	1000,5-1002,5	М-0-2-Б	*р-н ЗТ-309*	30,21	30,51	7,67	17,06	5,14	5,70	1,40	2,32	0,00	0,00	1,293	КНЕК
Среднее значение по М-0-2-Б						**35,72**	**16,51**	**19,12**	**7,72**	**10,82**	**3,68**	**3,20**	**2,07**	**0,10**	**1,07**	**1,321**	
Горизонт PZ																	
98	ЗТ-91*	23.08.2015	813,0-830,0	PZ		98,52	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,561	КНЕК
Среднее значение по ЮВ своду III объекта						**33,44**	**19,29**	**22,58**	**5,83**	**9,87**	**3,05**	**2,99**	**1,85**	**0,15**	**0,96**	**1,312**	
Среднее по III объекту разработки						**32,20**	**19,39**	**23,61**	**5,24**	**10,28**	**2,95**	**3,15**	**1,93**	**0,10**	**1,17**	**1,365**	

Примечание: * - отбракованная проба

Обозначение залежей: 1(1), 1(2), 3(43) – нумерация в пределах каждого свода и горизонта (номер залежи из общего числа залежей принятый в ПЗ-2016

Таблица 1.1.6.3.2 – Месторождение Западный Тузколь. Компонентный состав устьевыхпроб газа

№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Горизонт	Содержание компонентов, % мольн.													Исполнитель
				Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+ высшие	Углекислый газ	Азот	Кислород	Сероводород	Относительная плотность газа	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ЗТ-45	23.06.2012	1302,0-1312,5	М-0-3-Б	55,88	15,06	10,34	3,66	5,62	2,27	3,01	1,92	0,02	2,22	-	-	-	КНЕК
ЗТ-76	14.04.2014	1004,0-1011,0	М-0-2-Б	75,80	10,69	6,16	1,60	2,07	0,97	0,87	0,93	0,08	0,84	-	-	-	КНЕК
ЗТ-359	03.02.2019	968,0-978,0	М-0-2-Б	74,68	11,83	6,36	0,97	1,41	0,28	0,23	-	0,00	3,81	0,43	-	0,738	«SSM-Ойл»-«Кольжан»
ЗТ-168	09.10.2020	1324,0-1325,5	М-0-3-Б	63,22	14,50	11,78	1,63	3,61	0,82	0,94	0,72	0,02	2,76	-	0,00	0,883	КНЕК
ЗТ-290	11.11.2021	1029,0-1031,0	М-0-2-А	85,32	8,71	2,29	0,51	1,05	0,29	0,38	0,22	0,05	1,18	-	0,00	-	КНЕК
ЗТ-212	03.06.2023	1132,0-1134,0; 1140,0-1142,0; 1146,5-1149,5; 1161,5-1163,5	М-0-2-А'; М-0-2-Б	68,60	18,65	2,48	4,47	0,84	0,86	0,18	0,25	0,00	3,66	-	0,00	0,7898	КНЕК
ЗТ-282	22.03.2023	1066,0-1070,0	М-0-2-Б	75,10	18,07	4,91	0,95	0,72	0,10	0,08	0,07	0,00	0,00	-	0,00	0,7208	КНЕК
ГУ-1	23.01.2020	сепаратор перед факелом		53,28	14,60	14,22	2,97	6,33	2,12	2,48	2,17	0,17	1,65	-	0,00	1,058	КНЕК

Таблица 1.1.6.3.3 - Месторождение Западный Тузколь. Компонентный состав растворённого газа по состоянию изученности на 01.07.2024 г.

Наименование отчёта	**АР-2022**						**Доп. к ПР-2024**					
Объект разработки	**I**	**II**	**III**				**I**	**II**	**III**			
Свод	**СЗ**	**СЗ**	**СЗ**	**Ц**	**ЮВ**	**Среднее**	**СЗ**	**СЗ**	**СЗ**	**Ц**	**ЮВ**	**Среднее**
Продуктивный горизонт	**А-1-1**	**А-1-4**	**М+PZ**	**М**	**М+PZ**		**А-1-1**	**А-1-4**	**М+PZ**	**М**	**М+PZ**	
Количество исследований	**2**	**4**	**25**	**14**	**23**	**62**	**2**	**4**	**27**	**19**	**32**	**78**
Компонент	**Содержание, % мольн.**											
Метан	**1,25**	**2,40**	32,34	37,15	32,57	**33,51**	**1,25**	**2,40**	29,46	34,03	33,44	**32,20**
Этан	**19,38**	**23,78**	17,08	21,28	18,03	**18,38**	**19,38**	**23,78**	17,76	21,88	19,29	**19,39**
Пропан	**20,39**	**27,66**	24,09	22,52	25,48	**24,25**	**20,39**	**27,66**	25,43	22,78	22,58	**23,61**
Изо-бутан	**14,63**	**9,93**	4,93	3,38	4,58	**4,45**	**14,63**	**9,93**	5,30	4,15	5,83	**5,24**
Н-бутан	**15,03**	**10,43**	11,06	7,80	10,29	**10,04**	**15,03**	**10,43**	11,79	8,83	9,87	**10,28**
Изо-пентан	**9,22**	**7,27**	3,00	2,25	2,79	**2,75**	**9,22**	**7,27**	3,14	2,53	3,05	**2,95**
Н-пентан	**9,74**	**5,88**	3,44	2,59	2,96	**3,07**	**9,74**	**5,88**	3,56	2,84	2,99	**3,15**
Гексан+высшие	**9,54**	**9,11**	2,18	1,72	1,84	**1,95**	**9,54**	**9,11**	2,19	1,70	1,85	**1,93**
Углекислый газ	**0,41**	**0,90**	0,06	0,08	0,12	**0,09**	**0,41**	**0,90**	0,06	0,06	0,15	**0,10**
Азот	**0,43**	**1,15**	1,50	1,38	1,34	**1,41**	**0,43**	**1,15**	1,40	1,19	0,96	**1,17**
Относительная плотность	**1,949**	**1,745**	1,406	1,327	1,341	**1,362**	**1,949**	**1,745**	1,430	1,364	1,312	**1,365**

Состав и свойства свободного газа

Всего по продуктивному горизонту PZ Северо-Западного свода изучено 4 пробы свободного газа из скважин ЗТ-45, ЗТ-51 и ЗТ-170. По продуктивному горизонту PZ Северо-Западного свода выделено 2 залежи свободного газа: 1(64), представленной исследованиями проб газа из скважин ЗТ-45, ЗТ-170 и 1(65), представленной пробой газа из скважины ЗТ-51.

Результаты исследования пробы из скважины ЗТ-170 отбракованы из-за большого содержания азота, связанного, вероятнее всего, с некачественным отбором пробы.

Всего на месторождении Западный Тузколь физические свойства и компонентный состав свободного газа охарактеризованы по результатам исследования 3-х проб, отобранным из скважин ЗТ-45 (2 пробы) и ЗТ-51 из отложений палеозоя Северо-Западного свода.

Компонентный состав и свойства газа газовой шапки по состоянию на 01.07.2024 г. приведены в таблице 1.1.6.3.4.

Свободный газ продуктивного горизонта PZ «жирный» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 79,97 % мольн., этана – 11,25 % мольн, пропана – 4,68, % мольн., бутанов – 1,94 % мольн., C_{5+} – 0,84 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов составляет: азота – 1,29 % мольн., углекислого газа – 0,03 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность – 0,7074, коэффициент сжимаемости – 0,9968, высшая теплотворная способность газа – 45,02 МДж/м^3, низшая – 40,83 МДж/м^3.

Таблица 1.1.6.3.4 – Месторождение Западный Тузколь. Компонентный состав и свойства свободного газа по состоянию на 01.07.2024 г.

Свод	**Северо-Западный**				**Среднее значение**
Скважина	**ЗТ-51**	**ЗТ-170***	**ЗТ-45**		
Горизонт	**PZ**				
Интервал перфорации, м	**1398,8-1405,0**	**1406,0-1416,0**	**1350,0-1358,0**		
Дата отбора	**02.09.2012**	**03.02.2018**	**06.06.2012**		
Залежь	**р-н ЗТ-51**	**1 (59)**	**2 (60)**		
№ пробы	**1**	**1**	**1**	**2**	
Содержание компонентов, % мольн.					
Метан	82,39	76,80	78,71	78,80	**79,97**
Этан	10,73	9,22	11,51	11,52	**11,25**
Пропан	4,02	3,12	5,14	4,89	**4,68**
i-Бутан	0,47	0,48	0,76	0,75	**0,66**
n-Бутан	0,93	0,92	1,45	1,46	**1,28**
i-Пентан	0,15	0,20	0,28	0,30	**0,24**
n-Пентан	0,2	0,21	0,37	0,42	**0,33**
Гексан+высшие	0,13	0,00	0,34	0,32	**0,26**
Сероводород	-	-	0,00	0,00	**0,00**
Азот	0,95	8,98	1,44	1,47	**1,29**
Углекислый газ	0,02	0,03	0,01	0,06	**0,03**
Кислород	-	0,03	-	-	**-**
Относительная плотность	0,6813	0,6963	0,7206	0,7203	**0,7074**
Коэффициент сжимаемости, д.ед.	0,9970	0,9974	0,9967	0,9967	**0,9968**
Теплотворность МДж/м^3					
высшая	43,75	5,85	45,70	45,62	**45,02**
низшая	39,63	5,29	41,46	41,39	**40,83**
Исполнитель	КНЕК	«SSM-Ойл» - «Кольжан»	КНЕК	КНЕК	-

1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона

По устройству поверхности исследуемая территория относится к Северо-Туранской провинции Туркестанской пустынной равнины. Рельеф представлен слабоволнистой аккумулятивной равниной, окаймляемой зачастую чинками. Грунтовые воды залегают глубже 15 м и на процесс почвообразования влияния не оказывают. Исключение составляют соровые котловины, где глубина залегания грунтовых вод, в зависимости от периода года, составляет 1-5 м.

Растительность пустынь изрежена и продуцирует небольшое количество органического вещества, под действием высоких температур быстро минерализуемого, что приводит к формированию низкогумусированных почв. Малое количество осадков, высокие летние и низкие зимние температуры, малая продуктивность растительности, карбонатность и засоленность почвообразующих пород определяют основные свойства формированных почв:

- небольшую мощность гумусовых горизонтов и низкое содержание гумуса;
- щелочную реакцию почвенной среды;
- карбонатность почвенного профиля;

- засоление водорастворимыми солями и солонцеватость;
- эрозионную опасность.

Зональным типом почв на характеризуемой территории контрактной территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов, солончаков и серо-бурых пустынных суглинистых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такыровидными почвами и солончаками соровыми. Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий.

Серо-бурые пустынные суглинистые почвы получили широкое распространение на описываемой территории. Почвообразующими породами выступают элювиально-делювиальные покровные суглинки, перекрывающие небольшим чехлом (0,5-1,0 м) коренные породы различного генезиса, возраста и состава.

Они характеризуются пылевато-суглинистым механическим составом (песка 20-50 %, физической глины 20-40 %), в различной степени слабо защебнены, часто загипсованы, малокарбонатные (CO2 0,2-5,0%).

Серо-бурые почвы формируются на рыхлых покровных отложениях легко- и среднесуглинистого и супесчаного механического состава, подстилаемых песчано-галечниковыми отложениями глубже 60-120 см. Они часто образуют комплексы с солонцами пустынными.

В составе растительности широко распространены боялычево-полынные, полынно-кейреуковые и черносаксаулово-полынные сообщества.

Серо-бурые пустынные солонцеватые суглинистые почвы получили незначительное распространение на сопредельной территории и приурочены к слабовыраженным плоским повышениям слабоволнистой равнины. Они сформированы под полынно-кейреуковой с участием биюргуна растительностью на тяжелых по механическому составу породах в автоморфных условиях. Встречаются в комплексе с солонцами бурыми. Преобладают белоземельнополынно-кейреуковые формации.

Мощность гумусовых горизонтов невелика, 25-35 см. Содержание гумуса очень низкое, составляет в верхнем гумусовом горизонте А 0,8-1,0 %, вниз по профилю обычно постепенно падает. Иногда в солонцовом горизонте В содержание гумуса несколько возрастает. Соответственно мало и азота общего 0,021-0,074 %. Обеспеченность почв валовым фосфором средняя. Реакция почвенного раствора - щелочная и сильнощелочная (pH

= 8-9). Почвы карбонатные с поверхности и по всему профилю. Емкость поглощения в суглинистых разновидностях колеблется в пределах 10-15 мг-экв/100 г почвы, достигая максимальных величин в солонцовых горизонтах. Среди поглощенных оснований преобладает кальций, на долю поглощенного натрия в солонцеватом горизонте В приходится 3-10 % от суммы поглощенных оснований, что обуславливает солонцеватость почв. Содержание водорастворимых солей обычно незначительно, однако имеют место и почвы с повышенным количеством солей на глубине 40-80 см.

Гранулометрический состав почвенного профиля довольно однородный и представлен различными суглинками, с преобладанием средне- и тяжелосуглинистых разновидностей. В солонцовом горизонте отмечается некоторое утяжеление механического состава. Поверхностные слои характеризуются хорошей водопроницаемостью и не высокой влагоемкостью. В солонцовом горизонте водопроницаемость значительно снижается, а влагоемкость возрастает. В сухом состоянии солонцеватые слои отличаются плотностью, во влажном – вязкостью.

Устойчивость к антропогенному воздействию у солонцеватых суглинистых почв, особенно в сухом состоянии, удовлетворительная.

Серо-бурые пустынные такыровидные суглинистые почвы имеют ограниченное распространение. Они сформированы по повышенным участкам в солончаковых впадинах на пластовых равнинах. В растительном покрове широко распространены боялычево-полынные сообщества. Поверхность этих почв слабо отакырена. В профиле ясно выражена такыровидная корка палево-светло-серого цвета, разбитая заплывающими трещинами на полигональные отдельности. Под коркой выделяется такого же цвета слоеватый подкорковый горизонт А. Горизонт В окрашен в светлые буроватые тона, имеет комковатую структуру. Мощность гумусовых горизонтов А+В достигает 30-40 см.

Серо-бурые такыровидные почвы характеризуются очень низким содержанием гумуса (0,9 %) и азота (0,04-0,6 %), высоким содержанием карбонатов, наличием на глубине 0,5-1,0 м водорастворимых солей. Поглощающий комплекс почв насыщен катионами кальция и отчасти магния. Сумма обменных оснований не высокая 6-10 мг-экв на 100 г почвы. Реакция среды щелочная и сильнощелочная. По механическому составу почвы представлены средне- и легкосуглинистыми разновидностями.

Наличие на поверхности такыровидных почв прочной корки способствует повышению устойчивости почв к антропогенным механическим воздействиям, но после ее разрушения устойчивость почв резко снижается.

Солонцы пустынные солончаковые имеют повсеместное распространение на описываемой территории и образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами и солончаками. Нередко в составе комплексов они выходят на ведущую роль. Солонцы сформированы на засоленных породах в различных микропонижениях пластовых равнин или шлейфах чинков в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих влияния на почвообразовательный процесс. Преобладающими сообществами являются биюргуновые, биюргуново-тасбиюргуновые, кокпековые.

По морфологическому строению и физико-химическим свойствам солонцы бурой и серо-бурой подзон существенно не отличаются и поэтому объединяются в один тип солонцов пустынных бурых. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Верхний надсолонцовый горизонт небольшой мощности окрашен в светлые палево-серые тона, уплотнен слабо, часто представлен в виде пористой корки. Иллювиальный солонцовый горизонт резко отличается от верхнего и имеет темно-бурую, часто с красноватым оттенком окраску, очень сильное уплотнение, ореховатую, столбчатую или глыбистую структуру. Он содержит большое количество обменного натрия, обогащен минеральными и органическими коллоидами и поэтому отличается более тяжелым механическим составом, чем верхний надсолонцовый горизонт. Глубже залегает иллювиальный карбонатный горизонт с яркими выделениями карбонатных новообразований. Он сменяется менее плотным бесструктурным горизонтом со скоплениями гипса и легкорастворимых солей.

По содержанию гумуса и подвижных элементов питания солонцы пустынные беднее зональных автоморфных почв, среди которых они формируются. Количество перегноя в надсолонцовом горизонте обычно ниже, чем в солонцовом. Солонцы пустынной зоны карбонатны с поверхности. При этом для них характерно формирование ярко выраженного иллювиального карбонатного горизонта, приуроченного к солонцовому или следующему за ним переходному горизонту. Поглощающий комплекс солонцов характеризуется высокой насыщенностью щелочноземельными катионами. В иллювиальном горизонте велика доля поглощенного натрия, составляющая более 20 % от емкости обмена. Показателем солонцеватости являются также сильно щелочная реакция почвенного раствора (pH до 9,6) и высокая общая щелочность, достигающая в солонцовом горизонте до 0,1 %.

Поглощенный натрий оказывает диспергирующее влияние на почвенные коллоиды, разрушает почвенные микроагрегаты, обуславливает крайне не благоприятные агрофизические свойства почвы. Солонцы имеют очень плохую водопроницаемость, плохо просыхают после дождей. Влагоемкость высокая, во влажном состоянии набухают,

становятся вязкими и липкими. В сухом состоянии солонцы отличаются значительной плотностью и твердостью, профиль их становится крупно-комковато-глыбистым, трещиноватым.

По содержанию водорастворимых солей почти все пустынные солонцы солончаковые. Тип засоления поверхностных горизонтов содовый, на глубине значительное участие принадлежит хлоридам. Среди катионов в составе солей доминирует натрий. Сумма солей меняется в пределах 0,177-2,544 %, достигая максимальных значений в почвообразующей породе.

По гранулометрическому составу, особенно илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором, наоборот, наблюдается их накопление. Среди солонцов пустынных преобладают суглинистые разновидности.

Особенности морфогенетических и физико-химических свойств солонцов (наличие плотной корки, плотного солонцового горизонта) делают эти почвенные образования достаточно устойчивыми к антропогенным механическим воздействиям, особенно в сухое время года.

Такыры суглинистые получили ограниченное распространение, они выделены по ясно выраженным депрессиям (западинам) равнины, сложенных третично-меловыми отложениями. Поверхность такыров ровная, лишена растительности, плотная и покрыта полигональными трещинами. Для сельскохозяйственного производства являются неудобями.

В морфологическом профиле такыров выделяется плотная пористая корка палево-серого цвета мощностью 3-12 см, под которой расположен слоеватый, иногда плитчато-глыбистый горизонт грязно-буроватой окраски, часто с наличием водорастворимых солей. Преобладающий тип засоления хлоридно-содово-натриевый. Количество солей в значительной степени определяется механическим составом: чем тяжелее почва, тем больше солей она содержит. Этот горизонт переходит в слоистую почвообразующую породу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые и глеевые пятна).

Содержание гумуса и валового азота в горизонтах А и В невелико, 0,24-0.,32 и 0,021-0,028 % соответственно. Обеспеченность калием и фосфором низкая. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная. Сумма поглощенных оснований находится в пределах 10-15 мг-экв на 100 г почвы, на долю натрия приходится до 20 %.

Поверхностные горизонты, как правило, сложены суглинками. В почвенном профиле преобладают грунты тяжелого гранулометрического состава - глины и тяжелые суглинки. Изредка в профиле отмечаются прослои супесей и легких суглинков. Такыры

характеризуются значительной влагоемкостью и крайне низкой фильтрационной способностью. Устойчивость к антропогенным механическим нагрузкам высокая, особенно в сухое время года. При сильном увлажнении проведение работ очень сильно затруднено или невозможно. Условия формирования и свойства такыров обуславливают их высокую способность к процессам аккумуляции различных химических веществ.

Солончаки обыкновенные встречаются в различного рода понижениях на равнинах и плато. В составе растительности господствуют сочные солянки: сарсазан, сведа, поташник. Они формируются на засоленных породах под влиянием сильноминерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 2,0-3,0 м. Профиль солончаков слабо дифференцирован на генетические горизонты, имеет небольшую мощность, влажный, со следами оглеения в нижней части. На поверхности выделяется сцементированная солями корочка мощностью 1-2 см, под которой залегает рыхлый, заполненный кристаллами солей, слабо гумусированный горизонт, постепенно переходящий в почвообразующую породу.

Отличительной особенностью солончаков обыкновенных является высокое содержание (более 1%) и равномерное распределение легкорастворимых солей по вертикальному профилю. Химизм засоления хлоридно-сульфатный. Эти почвы очень бедны гумусом (около 0,6 %) и азотом (около 0,05 %), характеризуются высоким содержанием карбонатов, хотя видимых скоплений их не обнаруживается. Реакция водных суспензий во всех горизонтах - щелочная. Механический состав солончаков определяется характером почвообразующих пород и представлен различными суглинками. Солончаки обыкновенные, содержащие уже с поверхности большое количество легкорастворимых солей и имеющие высокое увлажнение профиля, являются слабоустойчивыми к антропогенным механическим нагрузкам, особенно к воздействию тяжелой автомобильной техники.

Солончаки соровые довольно широко распространены на характеризуемой территории и занимают соровые котловины и днища пересыхающих соленых озер на равнинах и плато. Накопление солей в сорах происходит за счет их привноса с поверхностными талыми и дождевыми водами, а также подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м. После выпаривания этих вод в понижениях остается значительное количество солей, покрывающих поверхность толстой солевой коркой. Соленакопление усиливается за счет испарения с поверхности сильно минерализованных грунтовых вод. Отличительным признаком соровых солончаков является наличие на поверхности мощной, прочной солевой корки, под которой залегает бесструктурная, мокрая, вязкая масса грунта, насыщенная солями и гипсом, со следами оглеения, в виде сизоватых и зеленоватых пятен прослоек и примазок. Соровые солончаки слабо затронуты процессами

почвообразования, в них под солевой коркой залегает бесструктурная мокрая, вязкая масса, насыщенная солями. Хотя эти почвы и содержат некоторое количество гумуса, но накопление его связано скорее не с процессами почвообразования, а с приносом органического вещества вместе с твердым стоком в соры с окружающих поверхностей. Высокие показатели pH водной суспензии свидетельствуют о щелочной и сильно щелочной реакции почвенных растворов этих почв. В соровых солончаках обращает на себя внимание очень высокое засоление всего почвенного профиля. В поверхностных горизонтах сумма водорастворимых солей может достигать до 7,5 %, с глубиной их количество хотя и снижается, но остается очень высоким.

Состав солей находится в тесной связи с характером засоления почв на окружающих территориях и минерализацией грунтовых и поверхностных вод. Соровые солончаки сложены неоднородными по механическому составу слоистыми отложениями, но, как правило, в профиле преобладают тяжелосуглинистые и глинистые слои. Соровые солончаки представляют собой неудобные земли. Они очень слабо устойчивые к механическим воздействиям в силу повышенной влажности профиля, близкого к поверхности залегания грунтовых вод и высокой концентрации легкорастворимых солей.

1.1.8 Характеристика растительного покрова региона

Территория относится к подзоне средних северотуранских пустынь на серо-бурых почвах, на границе с северными пустынями на бурых длительно промерзающих почвах.

Растительный покров довольно разнообразен. Основные площади занимают растительные сообщества преобладанием кустарников и полукустарничков, при небольшом участии злаков. Пространственная дифференциация экосистем в пустынях в значительной мере зависит от характера почвенно-грунтового субстрата, при этом особое значение имеет механический состав и степень засоленности. Почвенно-растительный покров представлен комплексами полынных и многлетнесолянковых (чернобоялычевых, биюргуновых, тасбиюргуновых, кокпековых) пустынь в сочетании с кустарниковой растительностью (караганы, курчавки, тамариски) по временным водотокам.

На каменистом плато и останцовых возвышенностях преобладают комплексы туранскополынно-чернобоялычевых (Salsola arbusculaeformis+Artemisia turanica), биюргуновых (Anabasis salsa) и тасбиюргуновых (Nanophyton erinaceum) сообществ гипсоносных хрящевато-щебнистых почв – особый тип пустынь, характерных только для Казахстана.

Участки супесчаных и легко суглинистых почв по шлейфам плато заняты комплексами биюргуновых, белоземельнополынных (Artemisia terrae-albae), кокпековых (Atriplex cana), белоземельнополынно-чернобоялычевых, итсегеково (Anabasis aphylla)-биюргуновых фитоценозов, при участии видов ферулы (Ferula ferulaeoides, Fsoongarica, Fcanescens). На легкосуглинистых почвах останцов характерно большое обилие кейреука (Salsola orientalis), фитоценозы которого не образуют больших массивов.

На склонах котловины представлены заросли черного саксаула (Haloxylonaphyllum) с полынью белоземельной и кейреуком. На закрепленных мелкобугристых песках Арыскум представлена сложная совокупность серий сообществ:

- полынно-псаммофитнокустарниково-смешанносуксауловых с участием черного и белого саксаула (Haloxylon persicum), терескена (Ceratoides papposa), жузгуна (Calligonumaphyllum), песчаной акации (Ammodendron bifolium), Астрагала короткорогого (Astragalusbracypus) полыней (Artemisia terrae-albae, A arenaria, A songarica) и осоки илака (Carexphysodes);
- эфедровых (Ephedra distchya);
- эфедрово-белоземельнополынно-терескеновых.

В наиболее пониженной части котловины большие площади заняты галофитной растительностью солончаков обионово-поташниково-кокпекового экологического ряда, который включает в себя сообщества:

- сарсазановые (Halocnemum strobilaceum);
- однолетнесолянково-сарсазановые (Halocnemum strobilaceum, Climacoptera; crassa, C. brachiata, Ofaiston monandrum, Suaeda acuminata);
- торгайотовые (виды Climacoptera);
- обионовые (Halimione verrucifera);
- камфоросмовые (Camphorosma monspeliaca);
- поташниковые (Kalidium caspicum, K. foliatum);
- ажрековые (Aeluropus litoralis);
- полынные;
- кокпековые со сведой вздуто-плодной (Suaeda physophora).

Луговая растительность приурочена к выходам грунтовых вод и оврагам, и представлена лугами ажрека (Aeluropus littoralis), зарослями тростника (Phragmitesaustralis) и чиевниками (Achnatherum splendens), при участии видов галофитного разнотравья, таких как кириловия (Kirilovia caspia), парнолистник (Zygophyllum fabago), кермек ушастый (Limonium otolepis), астра солончаковая (Tripolium vulgare) и др.

1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана

Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение регионе, возможно присутствие таких растений как:

Жузгун печальный – Calligonum triste Litw. Редкий, эндемичный вид, кустарник которого достигает около 70 см высоты со светлой желтовато-серой корой. Встречается в Приаралье. Места обитания: псаммофильное растение песчаных пустынь.

Квелеция удивительная – Queletia mirabilis Fr. Редкий вид. Гриб с плодовым телом до 25 см высотой с хорошо развитой ножкой и отделяющейся своеобразной шляпкой. Растет как на глинистой, так и на песчаной почве.

Курчавка вальковатолистая – Atraphaxis teretifolia (M.Pop) Kom. Редкий, эндемичный, реликтовый вид. Приземистый, до 20 см высоты, кустарничек с укороченными извилистыми веточками.Растет в Бетпакдале.

Солянка широколистая – Salsola euryphylla Botsch. Редкий, эндемичный вид. Приземистый полукустарничек около 20 см высоты. Галоксерофит. Известны местонахождения в Северном Приаралье, Приаральские Каракумы. Численность везде незначительная. Места обитания: мокрые солончаки и родники, в местах выхода на поверхность меловых отложений.

Тюльпан Борщова – Tulipa borszczovii Regel. Редкий вид. Многолетник около 30 см высоты с крупной луковицей (до 4 см). Цветы желтые, оранжевые или оранжево-красные, очень декоративные. Встречается в Приаральских песчаных массивах. Места обитания: в зональных полынно-биюргуновых и полынных сообществах на бурых почвах.

1.1.9 Характеристика животного мира региона

Описываемый район относится к Арало-Сырдарьинскому пустынному району Туранской (пустынной) провинции (Ирано-Туранская надпровинция, Сахаро-Гобийская подобласть) в зоогеографической классификации.

Освоение месторождений углеводородного сырья в регионе в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью. Ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы.

Беспозвоночные животные

На территории обитает около 120 видов паукообразных, из них 107 видов пауков (Павленко, 1995). Из редких видов - Leptodrassus vina, Latrodectus tredecimguttata, Eresus niger, Argiope lobata. Отмечено два вида сольпуг: Galeodes caspius (Pall.) и Desia rossica Bir. Отмечено 3 вида скорпионов.

Два вида насекомых занесены в Красную Книгу РК: кузнечик темнокрылый Ceraeocercus fuscipennis Uv. живет в саксаульниках, во влажные годы обычен на древнеаральской террасе; бабочка белянка пламенная (микрозергис пламенный) Microzegrispyrothoe, редка, но отмечается весной - в начале лета. Из числа редких видов необходимо отметить бабочку медведицу красноточечную Utetheisa pulhella L. (Arctiidae) и ктыря гигантского Satanas gigas Ev. (Diptera), который встречается в белоземельнополынниках и полузакрепленных песках.

Земноводные и пресмыкающиеся

В пустынях региона обитает много пресмыкающихся. Самой богатой из них является песчаная пустыня, затем глинистая, каменисто-щебнистая и наиболее бедной - солончаковая. В зависимости от приуроченности к местам обитания пресмыкающиеся пустынной зоны делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

В фауне региона к первой группе относятся 9 видов обитателей песков: сцинковый и гребнепалый гекконы, ушастая и песчаная круглоголовки, круглоголовка – вертихвостка, глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки, песчаный удавчик. Некоторые из них (сцинковый геккон, линейчатая ящурка, и песчаный удавчик) иногда встречаются и на плотном грунте. Преимущественно придерживаются три вида плотных субстратов – такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Многие виды характерны для всех или почти всех типов пустынь (среднеазиатская черепаха, агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики и др.).

Наиболее многочисленными видами по встречаемости в пустынях разного типа из пресмыкающихся являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка при средней плотности населения до 3 особей на км маршрута.

Змеи (водяной уж, узорчатый полоз) наиболее многочисленны у водоемов (разливы у артезианских скважин), где плотность их населения достигает 5-6 особей на км маршрута, другие виды встречаются реже: до 2 особей на км.

Всего в регионе обитает 23 вида земноводных и пресмыкающихся.

В целом пресмыкающиеся являются модельными видами в описываемых биогеоценозах и характеризуется высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении месторождений нефти и газа.

Млекопитающие.

Териофауна региона менее разнообразна, чем фауна птиц и насчитывает всего 43 вида, или 24,2 % от фауны млекопитающих Казахстана.

В качественном отношении наиболее широко представлена группа грызунов - 17 видов, среди которых 8 видов являются переносчиками опасных инфекций (тушканчик-прыгун, тарбаганчик, емуранчик, мохноногий тушканчик, серый хомячок, краснохвостая, полуденная и большая песчанки).

Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В данном районе встречается 7 видов хищников, из них 5 видов используются как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек).

Численность сусликов, тушканчиков и мышевидных грызунов в последние годы довольно низкая. На очень низком уровне находится численность домовой мыши и общественной полевки, которые наряду с песчанками являются фоновыми видами в этом регионе.

Как объект промысла для местного населения региона большое значение имел сайгак. Общая численность бетпакдалинской популяции сайги за последнее десятилетие сократилась до уровня 10 тыс. голов. В исследуемом районе сайгаки в заметном количестве встречались в период сезонных миграций в апреле и в октябре-ноябре.

Наземные позвоночные животные чутко реагируют на антропогенные изменения среды обитания. Как следствие этого меняется видовой состав, численность и территориальное распределение животных в отдельных местах обитания.

Большинству представителей пустынной фауны, в том числе насекомым, присуща специфическая окраска – желтые, светло-бурые и серые тона. Такая окраска делает многие виды насекомых малозаметными. Большая часть представителей пустынной фауны летом ведет ночной образ жизни.

Наиболее специализированными из пустынных животных являются обитатели песков, или псаммофилы. В связи с необходимостью укрытия от врагов, у ряда насекомых развиты приспособления для рытья в песке (щетки из удлиненных упругих волос, шипики и щетинки на ногах), служащие для отгребания и отбрасывания песка. Некоторые насекомые способны быстро закапываться в рыхлый песок.

В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

Птицы

На исследуемой территории отмечено 217 видов птиц. (44,5% от общего состава фауны РК). В красную книгу РК занесено 23 вида редких и исчезающих птиц.

По характеру пребывания распределения фауны следующее:

Гнездящихся видов относительно небольшое число – 42 (19,4% от общего состава), гнездование еще 27 видов, отмеченных в летний период, возможно. Зимующие в регионе птицы представлены 19 видами. Основная масса птиц в этом районе встречается лишь на пролете (136 видов, или 62,7%).

В глинистой полынно - боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Редко встречаются авдотка, филин, дрофа-красотка, толстоклювый зуек. В местах, где в пустыне имеются заросли саксаула, тамариска и караганы, гнездятся обыкновенная горлица, могильник, курганник, балобан, буланый козодой, серый и туркестанский сорокопуты, южная бормотушка, славка-завирушка, пустынная славка, тугайный соловей, желчная овсянка, буланый вьюрок, пустынный ворон, индийский и испанский воробьи.

Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. В таких местах гнездятся журавль-красавка, пеганка, огарь, кряква, серая утка, зуйки (малый, морской, каспийский). А также обычны чибис, белохвостая пигалица, ходулочник, шилоклювка, луговая тиркушка, черная крачка, хохлатый жаворонок, черноголовая трясогузка, зеленая щурка.

1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона

Барсакельмесский государственный природный заповодник (каз. Барсакелмес мемлекеттик табиғи қорығы) - заповедник в Аральском районе Кызылординской области Казахстана. Территория заповедника состоит из двух кластерных участков - «Барсакельмес» и «Каскакулан». Участок «Барсакельмес» включает в себя прежнюю территорию заповедника (16975 га) и осушенное дно моря, общая площадь 50884 га (из них заповедное ядро – 37725 га, буферная зона - 13159 га). Участок «Каскакулан» занимает 109942 га (заповедное ядро - 68154 га, буферная зона - 41788 га).

Барсакельмесский заповедник - единственный в Казахстане и один из нескольких в СНГ заповедников с экстремальными экологическими условиями, находящийся в зоне экологической катастрофы глобального масштаба (снижение уровня Аральского моря).

Это уникальная «природная лаборатория» для изучения процессов аридизации климата, опустынивания природных комплексов, перестройки состава и структуры экосистем, арена видообразования, формирования рельефа, ландшафтов, биоразнообразия. Все это имеет важное значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Территория получила статус заповедника в 1939 году и была взята под государственную охрану. Здесь произрастает 278 видов растений, среди которых преобладает полынь, лебеда Пратова, жузгуны и тюльпаны Борщова. Обитают редкие, занесенные в Красную книгу виды животных: кудрявый пеликан, белоглазый нырок, мраморный чирок, малая белая цапля, лебедь-кликун, малый лебедь, савка, змееяд, степной орёл, могильник, беркут, джек, кречетка, чернобрюхий рябок, белобрюхий рябок, саджа, бурый голубь, филин. Млекопитающие представлены джейраном, туркменским куланом, сайгаком, редкими карликовыми тушканчикам, ушастыми ежами и прочими. Заповедник имеет важное научное значение и является природной лабораторией, которая имеет значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник для охраны редких животных в Казахстане. Создан в 1970 году. Занимает площадь 13,2 га на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области. Расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км). В пойме - густые заросли лоха, чингиля и тальника (около 15% площади заказника), луговые сенокосные участки (ок. 12%), пастбища (52%). Вне поймы – заросли тамариска. Водятся кабан, барсук, заяц-толай, лисица, реже - волк, сайгак, гусь, утка, лысуха. Один из основных объектов охраны - сырдарьинский фазан. Территория заказника круглогодично используется для выпаса крупного рогатого скота, зимой - овец, лошадей и верблюдов.

1.1.11. Памятники истории и культуры региона

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожаишан, мавзолей Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта. Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров. Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов.

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги. Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовой» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

На территории месторождения памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

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 рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на месторождении Западный Тузколь ведется согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха представлена в целом по контрактной территории №4671, мониторинг проводится по угловыми точкам, расположенных в пределах санитарно-защитной зоны. Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

На постах контролируются следующие вещества: азота оксиды, окись углерода, серы диоксид, углеводороды, сажа.

Значения полученных результатов замеров на границе СЗЗ сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест, на постах наблюдения в промышленной зоне месторождения – с ПДКм.р. рабочей зоны.

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Западный Тузколь были использованы данные из «Отчета по результатам производственного экологического контроля на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671 за 1 квартал 2025 года, выполненные специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама».

Мониторинг воздействия осуществляется с целью отслеживания соблюдения экологического законодательства РК и нормативов качества окружающей среды.

Контроль загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны проводился экспресс методом с помощью газоанализатора ГАНК-4. Прибор предназначен для контроля качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ.

Средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» в 1 квартале 2025 года представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 1 квартале 2025 года

Наименование ЗВ	Норма ПДКм.р., мг/м^3	Точки отбора проб			
		Станция 1	Станция 2	Станция 3	Станция 4
Диоксид азота	**0,2**	0,0026	0,0021	0,0023	0,0033
Азот оксид	**0,4**	0,031	0,0312	0,031	0,0312
Углерод (Сажа)	**0,15**	0,0015	0,0014	0,0015	0,0011
Углерод оксид	**5**	0,0266	0,0269	0,0271	0,0269
Углеводороды C_1-C_5	**50 (ОБУВ)**	2	2	3	3
Углеводороды C_6-C_{10}	**30 (ОБУВ)**	6	7	6	5

Результаты мониторинга воздействия объектов месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на атмоферный воздух свидетельствуют о том, что концентрации загрязняющих веществ в районе пунктов контроля соответствует установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых значений ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам.

Таким образом, согласно проведенному экологическому мониторингу на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», качество атмосферного воздуха за 1 квартал 2024 года можно оценить как ***удовлетворительное***.

1.2.2 Современное состояние водных ресурсов

В районе расположения месторождения и на прилегающих территориях гидрографическая сеть отсутствует. Отсутствие гидрографической сети является в данном случае положительным природным фактором, так как полностью исключается возможность загрязнения поверхностных вод при проектируемых работах.

Предприятие не подключено к поселковым водопроводным сетям. Привозная вода используется для питьевых нужд. Для производственных, хозяйственно-бытовых и административных процессах используется вода из водозаборных скважин.

Водоснабжение на территории месторождения Западный Тузколь обеспечивается привозной водой: водоснабжение вахтового поселка выполняется от 2-х скважин – одна рабочая, одна резервная, с дебитом 11 л/с каждая.

Для технических нужд вода привозится автосицтернами из водозаборной скважины 3182, расположенной на территории месторождении Западный Тузколь. Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов, Комитета по водным ресурсам, Министерства сельского хозяйства РК согласовало использование подземных вод для технических нужд в количестве 49 $м^3$/ сутки (письмо от 27.07.2012 г. № 24.07-02-11/49). Скважина оборудована насосом ЭЦВ 8-40-90. Вода скважины непригодна для питья, поэтому предусматривается станция водоподготовки питьевой воды (с 2019 г.). Станция водоподготовки контейнерного типа полной заводской готовности «под ключ», поставка «БМТ» РФ.

Водоотводящая сеть решена в двух системах: самотёчной и напорной. На территории вахтового поселка предприятия ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» функционирует система хоз-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды поступают на сооружения биологической очистки по напорным трубопроводам от канализационной насосной станции, оборудованной решетками. За основу принята схема анаэробно-аэробная очистка в трех ступенчатых биопрудах.

Пруд накопитель биологических прудов является конечным приемником биологически очищенных сточных вод (выпуск №1) вахтового поселка, очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод от замерных, групповых установок и др. объектов месторождения и стоков от промывки фильтров участка водоподготовки (установки обратного осмоса) по выпуску № 2.

Подземные воды

Для характеристики современного состояния подземных вод на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» были использованы результаты мониторинговых исследований из «Отчета по результатам производственного экологического контроля на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671 за 1 квартал 2025 года, выполненные специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама».

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на месторождении Западный Тузколь ведется согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля.

Точками отбора проб по изучению подземных вод являются места расположения водозаборных скважин для технических нужд.

В соответствии с Программой производственного экологического контроля отбор проб выполнен для следующих ингредиентов: Кальций, Магний, Азот аммонийный, Железо общее, Карбонаты, Гидрокарбонаты, Хлориды, Сульфаты, Нитраты, Нитриты, Фториды валовое содержание, Сухой остаток, Жесткость общая, pH.

Результаты исследования качества подземных вод на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 1 квартал 2025 года представлены в таблице 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1 – Результаты химического анализа подземных вод на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 1 квартал 2025 года

Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ, мг/дм^3	
	Скважина №3182	Скважина №5532
Кальций, мг/дм^3	67	64
Магний, мг/дм^3	29	27
Азот аммонийный, мг/ дм^3	2	2
Железо общее, мг/ дм^3	3	3
Карбонаты, мг/дм^3	21	22
Гидрокарбонаты, мг/дм^3	215	221
Хлориды, мг/дм^3	738	736
Сульфаты, мг/дм^3	345	348
Нитраты, мг/дм^3	21	18
Нитриты, мг/дм^3	3	3
Фториды (валовое содержание), мг/дм^3	0,4	0,42
Сухой остаток, мг/дм^3	1022	1003
Жесткость общая, мг/дм^3	6	5
pH	8,2	8,3

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 1 квартал 2025 года показал, что подземная вода из скважин №3182 и №5532 относиться к слабоминерализованным. Среди анионов преобладают хлориды и сульфаты, гидрокарбонаты, среди катионов – кальций и магний. По химическому составу вода хлоридно-натриевая. По величине pH вода слабощелочная.

В целом, по результатам наблюдений подземных вод, проведенных в 1 квартале 2025 года, можно отметить довольно удовлетворительное состояние подземных вод на территории месторождения Западный Тузколь.

Сточные воды

Основные точки контроля качества сточной воды на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» в 1-ом квартале 2025 года:

- Выпуск 1 – Биологический пруд на месторождении Западный Тузколь;

Мониторинговые данные по качественному составу сточной воды на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 1 квартал 2025 года представлены в таблице 1.2.2.2.

Таблица 1.2.2.2 – Значения результатов анализа проб сточной воды Биологического пруда на месторождении Западный Тузколь за 1 квартал 2025 года.

Наименование	Биологический пруд	
	после очистки	Установленный норматив
Взвешенные вещества, мг/дм^3	21,4	**21,5**
Сульфаты, мг/дм^3	398	**398,7**
Хлориды, мг/дм^3	307,6	**307,74**
Аммоний-ион, мг/дм^3	1,71	**1,72**
Нитриты, мг/дм^3	0,054	**0,054**
Нитраты, мг/дм^3	3,85	**3,88**
Нефтепродукты, мг/дм^3	0,075	**0,076**
СПАВ, мг/дм^3	0,372	**0,372**
Железо общее, мг/дм^3	0,46	**0,47**
Фосфаты, мг/дм^3	5,5	**5,5**
БПК, мгO_2/дм^3	5,55	**5,56**

Анализ результатов проведенных мониторинговых исследований сточной воды на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 1 квартал 2025 года показал, что концентрация загрязняющих веществ в отобранных пробах не превышают нормативов допустимых сбросов (НДС).

Экологическая служба ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» 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.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе

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

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

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

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

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

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.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Согласно Программе радиационного мониторинга на контрактной территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» в 1 квартале 2025 года в рамках радиационного мониторинга было проведено обследование радиационного фона на месторождении Западный Тузколь.

Проведены следующие работы:

1. Определение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения.
2. Измерение эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) радона и торона в воздухе рабочих и производственных помещений.
3. Гамма-спектрометрическое определение удельной активности естественных радионуклидов в пробах почвы

Радиационное обследование выполнено в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативно-методическими и законодательными документами.

Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения основано на измерении интенсивности сцинтилляций пластмассового детектора, которая пропорциональна измеряемой мощности эквивалентной дозы в окружающей среде.

Наблюдение за радиационным фоном производилось дозиметром - радиометром РКС-01 СОЛО. Замеры осуществлялись при положении датчика на уровне 0,5 метра от обследуемой поверхности. Продолхительность измерения радиационного фона в фиксированной точке была не менее 30 секунд

Определение ЭРОА радона и торона в воздухе жилых и производственных помещений производилось радиометром «Рамон-01». Измерение ЭРОА радона и торона основано на осаждении дисперсной фазы радиоактивных аэрозолей из контролируемого воздуха на аэрозольный фильтр с последующим измерением количества дочерних продуктов радона (ДПР) и дочерних продуктов торона (ДПТ) на фильтре по числу зарегистрированных альфа-частиц.

Пробы почвы отбирались на разных участках с расчетом, чтобы проба представляла собой типичную часть материала. Отбор проб почвы проводился методом конверта. Масса каждой пробы составляла 1,0 кг. Образцы почвы помещались в герметичную тару. Метод определения эффективной удельной активности (Аэфф) природных радионуклеидов (Ra-226,

Th-232, К-40,Cs-137) проб основан на регистрации спектров гамм-излучения, испускаемого веществом исследуемого объекта, последующей их обработкой на ПК.

Согласно «Отчету по проведению радиационного мониторинга на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671 за 1 квартал 2025 года» в ходе радиационного мониторинга выявлено следующее:

Гамма – фон территории

Измеренные значения гамма - фона не превышают значений, установленных гигиеническими нормативами СП «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № КР ДСМ – 275/2020 от 15.12.2020 года.

Фактический результат мониторинга гамма - фона на территории месторождения составляет от 0,12 до 0,35 мкЗв/час, при установленном нормативе 2,5 мкЗв/час.

Содержание радионуклидов в воздухе помещений

Измеренные значения ЭРОА не превышают значений установленных гигиеническими нормативами СП «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № КР ДСМ – 275/2020 от 15.12.2020 года. Для контрольных измерений в помещениях предел значений радона в воздухе зоны дыхания - 310 Бк/м³ и торона - 68 Бк/м³.

Фактическая ЭРОА радона составила от 11 до 22 Бк/м^3. Фактическая ЭРОА торона составила <3 Бк/м^3.

Почвенный покров

Для исследования радиационной обстановки был произведен отбор проб почвы. Пробы отобраны равномерно по всей территории месторождения.

По итогам спектрометрического анализа проб почвы, отобранных на территории производственной деятельности ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» выявлено, что в почвах содержится Цезия -137 (Cs-137) от 0,2 до 7,04 Бк/кг, Радия-226 (Ra-226) от 9,99 до 41,8 Бк/кг, Тория-232 (Th-232) от 10,9 до 35,9 Бк/кг, Калия-40 (К-40) от 424 до 830 Бк/кг.

Эффективная удельная активность природных радионуклеидов (Ra-226, Th-232, К-40,Cs-137) проб почвы не нормируется согласно СП «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15.12.2020 года № КР ДСМ – 275/2020. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20.12.2020 года №21822.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

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

Для характеристики современного состояния загрязнения почвенного покрова на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» были использованы результаты мониторинговых исследований из «Отчета по результатам производственного экологического контроля на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671 за 1 квартал 2025 года, выполненные специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама».

Система мониторинга почв на месторождении дифференцирована в зависимости от состава работ, проводимых на месторождении и включать в себя сеть станций, набор контролируемых показателей, периодичность наблюдений и форму выдачи полученной информации. Станции расположены на границе санитарно-защитной зоны контрактной территории №4671. Наблюдения за содержанием загрязняющих веществ проводятся 1 раз в квартал.

Концентрации загрязняющих веществ на участках наблюдения представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Значения концентраций ЗВ в почвах в 1 квартале 2025 года

Наименование ЗВ	СЗЗ				ПДК
	Станция 1	Станция 2	Станция 3	Станция 4	
pH	8,2	8,1	8,3	8	**9**
Хлориды	125	133	121	126	**-**
Кадмий	0	0	0	0	**-**
Цинк	0	0	0	0	**-**
Медь	0	0	0	0	**-**
Свинец	6	6	6,6	6,2	**32**
Нефтепродукты	0,15	0,13	1,13	0,13	**-**
Нитраты	0,36	0,27	0,3	0,32	**-**
Сульфаты	236	219	225	230	**-**

Таким образом, анализ результатов замера уровня загрязнения почв месторождений контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», проведенных в 1 квартале 2025 года, показал, что превышений нормативов предельно-допустимых концентраций не наблюдалось.

В целом состояние почвенного покрова оценивается, как ***удовлетворительное.***

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 воздействия.

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

Месторождение Западный Тузколь открыто в октябре 2010 г. при получении притока нефти в скважине ЗТ-1 из продуктивного горизонта М-0-3 (верхний неоком).

С декабря 2018 г. на месторождении Западный Тузколь действует Контракт УВС № 4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 г. между РК и недропользователями ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

В связи с введением 29 июня 2018 года в действие Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. № 125-VI, в соответствии с пунктом 2 статьи 49 которого Оператором по контракту на недропользование не может быть назначено лицо, являющееся недропользователем по соответствующему контракту, в соответствии с Соглашением об осуществлении функции оператора от 26.12.2018 г., заключенным между ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», ТОО «Кольжан», ТОО «SSM-Ойл» и АО «ПККР» и на основании уведомления Министерства энергетики РК исх. №31/КО от 14.01.2019г., ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» назначено оператором в сфере недропользования по контракту № 1057 от 11 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья и контракту на добычу углеводородов на месторождении Западный Тузколь Кызылординской области Республики Казахстан №4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 года, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан, ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Учредителями ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» по контрактной территории №4671 месторождения Западный Тузколь являються ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах блоков XXX-39 D (частично), E (частично); XXXI-39 A (частично), B (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

Координаты отвода: 45°48’33,50” СШ - 65°31’07,73” ВД; 45°49’19,05” СШ - 65°31’01,25” ВД; 45°50’00” СШ - 65°31’39,42” ВД; 45°50’00” СШ - 65°35’22,81” ВД; 45°49’19,24” СШ - 65°37’52,05” ВД; 45°43’19,79” СШ - 65°41’13,11” ВД; 45°41’31,44” СШ - 65°42’50,33” ВД; 45°38’57,53” СШ - 65°43’40,11” ВД; 45°37’59,22” СШ - 65°39’18,52” ВД; 45°42’16,99” СШ - 65°36’57,84” ВД; 45°46’27,76” СШ - 65°35’50,50” ВД; 45°48’22,72” СШ - 65°32’52,55” ВД. Площадь горного отвода составляет – 136,15 кв.км. Глубина отвода – минус 1400 м. Площадь геологического отвода составляет - 2145,22 кв.км.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом

отношении площадь исследования занимает южную часть Тургайской впадины.

В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 370 м.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к югозападу на 100 км).

В северном направлении от месторождения на расположен нефтепромысел Кумколь, который имеет развитую инфраструктуру с производственными базами и объектами подготовки и сдачи нефти. Учитывая существующий межпромысловый трубопровод Западный Тузколь - Кумколь, есть возможность выхода на экспортный маршрут (в Китай) через нефтепровод Кумколь - Каркоян - Атасу – Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Протяженность трубопровода Жосалы-Кумколь составляет 177 км.

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения Западный Тузколь отсутствуют. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/с, с минерализацией до 4 г/л.

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром.

Территория месторождения необжитая, постоянных населенных пунктов нет, сельскохозяйственное назначение – низкопродуктивные пастбищные угодья. Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные с низким содержанием гумуса.

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

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки

В Дополнении к проекту разработки месторождения Западный Тузколь (ДПР) согласно последнему пересчету запасов расчленение и номенклатура альб-аптских горизонтов приведены в соответствие с соседним месторождением Жанбырши, где в апт-альбских отложениях выделяется пять горизонтов: А-1-1, А-1-2, А-1-3, А-1-4 и А-2. Из них продуктивными на месторождении Западный Тузколь являются горизонты А-1-1 и А-1-4, которые соответствуют продуктивной части ранее выделенных горизонтов А-1 и А-2.

При пересчете запасов в разрезе верхнего неокома по ранее выделенным горизонтам М-0-1-А и М-0-2-А в результате бурения новых скважин и пересмотра корреляции обнаружены несоответствия по характеру насыщения и уровням межфлюидных контактов, вследствие чего каждый из данных горизонтов был разделен на две пачки: М-0-1-А и М-0-1-А', М-0-2-А и М-0-2-А'.

Таким образом, в настоящем Дополнении к проекту разработки месторождения Западный Тузколь (ДПР) согласно утвержденному отчету по пересчету запасов 2024 г. выделяется всего 11 продуктивных горизонтов: А-1-1, А-1-4, М-0-1-А, М-0-1-А', М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А', М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б, PZ, вместо ранее установленных в ПЗ-2018 г. 9 горизонтов: А-1, А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б и PZ.

Залежи нефти на месторождении Западный Тузколь связаны с нерасчлененными апт-альбскими и верхненеокомскими отложениями, а также с выветрелой верхней частью разреза палеозой-протерозойского фундамента ярусов, верхнего неокома нижнего мела и домезозойского фундамента.

По типу пластового резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

На месторождении Западный Тузколь как и ранее по геолого-структурному строению домезозойского фундамента выделяются 3 группы сводов-поднятий. Эти структуры являются основными ловушками нефти, которые образуют самостоятельные залежи по выделенным горизонтам. С севера-запада на юго-восток выделяются 3 самостоятельных свода: Северо-Западный (СЗС), Центральный (ЦС), Юго-Восточный (ЮВС).

В единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

С учетом условий залегания залежей, геологического строения пластов, запасов нефти, коллекторских свойств и физико-химических характеристик пластовых флюидов, нефтяные горизонты месторождения Западный Тузколь выделены в 3 эксплуатационных объекта разработки, с учетом вышеприведенного уточнения по расчленению апт-альбских и обновленных результатов по насыщению меловых горизонтов М-0-1-А и М-0-2-А:

- I объект – горизонт А-1-1 Северо-Западного свода;
- II объект – горизонт А-1-4 Северо-Западного и Юго-Восточного сводов;
- III объект – горизонты М-0-1-А, М-0-1-А', М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-А', М-0-2-Б, М-0-3-А, М-0-3-Б Северо-Западного, Центрального и Юго-восточного сводов и горизонт PZ Северо-Западного и Юго-Восточного сводов.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 - Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов эксплуатационных объектов

Параметры	Северо-Западный свод										
	Объекты										
	I	II	III								
	А-1-1	А-1-4	М-0-1-А	М-0-1-А`	М-0-1-Б	М-0-2-А	М-0-2-А`	М-0-2-Б	М-0-3-А	М-0-3-Б	PZ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Средняя глубина залегания, м	-702,9	-828,0	-957,0	-975,1	-987,5	-1006,9	-1019,1	-1043,5	-1083,4	-1166,0	-1249,7
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически нарушенная	пластовая, сводовая, тектонически нарушенная, осложнена зоной литологического замещения	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически и тектонически экранированные	пластовая, сводовая, тектонически нарушенная, литологически экранированная	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически и тектонически экранированные	водоплавающие, сводовые, тектонически экранированные	пластовые/водоплавающие, сводовые, литологически, и стратиграфически экранированные	массивные, водоплавающие, литологически и тектонически экранированные
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности (кат. $B+C_1$), тыс.м^2	6856	3957	1089	2025	2889	10260	4335	8792	906	3195	4222
ГНК, м*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1212,3-1260.2
ВНК, м	-718,6-722,8	-837,1-842,3	-948,3-974,5	-972,8-983,7	-971,9-996,4	-1017,1-1033,0	-1022,4-1043,1	-1044,8-1072,8	-1058,9-1117,2	-1171,0-1185,0	-1248,9-1293,8
Средняя толщина эффективная в контуре нефтеносности, м	24,5	19,0	6,4	4,4	7,2	3,9	3,4	10,6	29,7	5,0	5,1
Средняя толщина нефтенасыщенная, м	12,1	6,3	4,4	3,5	3,4	3,1	2,8	3,4	1,7	4,3	4,3
Средняя толщина газонасыщенная, м*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0
Пористость по ГИС, доли ед.	0,25	0,24	0,21	0,21	0,22	0,21	0,20	0,22	0,23	0,25	0,11
Пористость по керну, доли ед.	0,31	0,25	0,21	-	0,22	0,23	0,27	0,20	-	-	0,10
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,67	0,68	0,58	0,62	0,59	0,58	0,55	0,59	0,55	0,63	0,66
Средняя насыщенность газом, доли ед.*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,69
Ср. насыщенность связанной водой, доли ед.	0,1-0,58		0,18-0,72						-	-	0,56-0,73
Проницаемость по керну, $\times10^{-3}$ мкм^2	2353,7	1334,4	363,5	-	246,7	238,5	1517,5	60,9	-	-	10,8
Проницаемость по ГДИС, мкм²	2,3	-	0,270	-	0,138	0,050	-	0,360	-	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,655	0,413	0,307	0,724	0,412	0,311	0,276	0,325	0,380	0,349	0,080
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,3	7,1	3,2	2,0	4,2	2,2	2,4	5,0	12,4	2,8	4,2
Начальное пластовое давление, МПа	8,3	10,0	10,13	8,36	11,02	10,13	9,13	11,8	-	11,5	11,3
Начальная пластовая температура, ºС	50	53	57	56	57	53	54	61	-	63	68
Текущее пластовое давление, МПа	8,2	9,2	-	10,6	10,9	10,4	6,8	8,7	-	12,6	13,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,878	0,814	0,737	0,737	0,772	0,726	0,726	0,716	0,712*	0,696	0,675
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	10,38	4,69	1,71	1,71	2,64	1,05	1,05	1,13	1,84*	1,26	0,76
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,13	0,25	1,62	1,62	1,48	6,89	6,89	6,76	7,32*	6,0	11,46
Газосодержание нефти, м^3/т	0,16	3,05	72,23	72,23	34,8	130,4	130,4	100,0	134,7*	122,74	188,14
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,004	1,017	1,243	1,243	1,134	1,299	1,299	1,329	1,207*	1,389	1,505
Объемный коэффициент воды, доли ед.											
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м^3	0,8834	0,8204	0,8027	0,8027	0,8163	0,8057	0,8057	0,8138	0,8128*	0,8087	0,8206
Вязкость нефти в стандартных условиях, мм^2/с	51,34	24,81	9,19	9,19	23,01	7,95	7,95	6,2	7,24*	18,47	20,12
Плотность воды в стандартных условиях, т/м^3	1,05										
Содержание серы в нефти, %	0,25	2,67	0,08	0,08	0,1	0,08	0,08	0,08	0,13*	0,07	0,08
Содержание парафина в нефти, %	11,18	12,99	10,3	10,3	9,13	10,04	10,04	9,68	9,53*	11,57	13,34
Средний коэффициент продуктивности по нефти, м^3/(сут·МПа)	13,73	159,5	40,0	-	68,05	87,39	10,5	78,2	-	5,6	5,85
Средний коэффициент приемистости, м^3/(сут·МПа)											

Продолжение таблицы 1.5.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коэффициент удельной продуктивности по нефти,$м^3$/(сут·МПа·м)	11,49	48,44	6,78	26,4*	26,4	5,4*	5,40	13,8	13,88	0,7	1,1
Коэффициент удельной приемистости, $м^3$/(сут·МПа·м)	23,7	48,6	19,2								
Пьезопроводность пласта, $\times 10^4$ $м^2$/с	0,29	0,0416	0,366	0,366*	0,052	0,275	0,275*	2,42	0,008	0,008*	0,058
Начальные балансовые запасы нефти категории $B+C_1$, тыс.т	9189,0	2698,0	338,0	580,0	1147,0	2346,0	536,0	1286,0	74,0	1066,0	597,0
То же по категории C_2	-	-	180,0	295,0	484,0	190,0	106,0	113,0	5,0	56,0	81,0
Начальные извлекаемые запасы нефти $B+C_1$, тыс.т	3677,0	1548,0	118,0	203,0	402,0	823,0	188,9	450,4	26,0	373,0	182,7
То же по категории C_2	-	-	32,9	52,0	84,0	34,0	17,9	19,0	1,0	10,0	12,4
Начальные балансовые запасы растворенного газа категории C_1, млн.$м^3$	2	8,4	24,4	41,8	39,8	306	69,8	128,6	10	130,7	112,4
То же по категории C_2	-	-	12,9	21,4	16,9	24,8	13,7	11,3	0,7	6,9	15,4
Начальные балансовые запасы свободного газа категории C_1, млн.$м^3$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,1
То же по категории C_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,400	0,574	0,227	0,297	0,300	0,306	0,302	0,322	0,306	0,323	0,268
Примечание: * - свойства, принятые по аналогии											

Продолжение таблицы 1.5.1.1

Параметры	Центральный свод						
	III						
	М-0-1-А	М-0-1-Б	М-0-2-А	М-0-2-А'	М-0-2-Б	М-0-3-А	М-0-3-Б
1	13	14	15	16	17	18	19
Средняя глубина залегания, м	-894,5	-874,7	-924,5	-934,4	-956,4	-993,2	-1038,4
Тип залежи	пластовые, сводовые, литологически экранированные	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически экранированные	пластовые сводовые, литологически и экранированные	пластовые, сводовые, литологически экранированные	пластовые сводовые/водоплавающие, литологически экранированные	водоплавающие, сводовые, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые, стратиграфически экранированные
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности (кат.В+C_1), тыс.м^2	1453	2225	7364	5754	6342	4152	339
ГНК, м*	-	-	-	-	-	-	-
ВНК, м	908,5	-883,2-920,5	-890,8-956,5	-908,7-969,1	-915,0-992,3	-998,5-1027,4	-1036,3-1067,3
Средняя толщина эффективная в контуре нефтеносности, м	3,6	5,7	3,1	6,4	8,8	20,8	2,9
Средняя толщина нефтенасыщенная, м	2,7	5,1	3,1	4,9	4,7	4,6	2,9
Средняя толщина газонасыщенная, м*	-	-	-	-	-	-	-
Пористость по ГИС, доли ед.	0,21	0,21	0,22	0,23	0,21	0,24	0,19
Пористость по керну, доли ед.	0,21	0,22	0,23	0,27	0,20	-	-
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,56	0,57	0,59	0,56	0,57	0,57	0,53
Средняя насыщенность газом, доли ед.*	-	-	-	-	-	-	-
Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	0,06-0,8					-	-
Проницаемость по керну, $\times10^{-3}$мкм^2	363,5	246,7	238,5	1517,5	60,9	-	-
Проницаемость по ГДИС, $\times10^{-3}$мкм²	0,42-60						
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,189	0,266	0,257	0,467	0,286	0,332	0,555
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,4	4,1	2,6	3,4	4,7	10,0	1,5
Начальное пластовое давление, МПа	8,78*	8,78	9,72	9,98	5,6	9,0	9,0*
Начальная пластовая температура, ºС	47*	47	51	50	50	53	53*
Текущее пластовое давление, МПа	7,3						
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,737*	0,772	0,746	0,746	0,716	0,712	0,696*
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,71*	2,64	2,18	2,18	1,13	1,84	1,26*
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,62*	1,48	3,27	3,27	6,76	7,32	6,0*
Плотность воды в пласт. условиях, т/м^3	1,009-1,05						
Вязкость воды в пластовых усл., мПа·с	1,02						
Газосодержание нефти, м^3/т	72,23*	98	69,84	69,84	131,36	134,7	122.74*
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,243*	1,142	1,208	1,208	1,355	1,207	1,389*
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м^3	0,8027*	0,8196	0,8151	0,8151	0,8137	0,8128	0,8130
Вязкость нефти в стандартных условиях, мм^2/с	9,19*	41,13	14,73	14,73	8	7,24	11,6
Плотность воды в стандартных условиях, т/м^3	1,05						
Содержание серы в нефти, %	0,08*	0,09	0,09	0,09	0,1	0,13	0,26
Содержание парафина в нефти, %	10,30*	10,0	9,45	9,45	9,09	9,53	8,9
Средний коэффициент продуктивности по нефти, м^3/(сут·МПа)	23,3						
Средний коэффициент приемистости, м^3/(сут·МПа)	132,3						
Коэффициент удельной продуктивности по нефти, м^3/(сут·МПа·м)	1,5-14,08						

Продолжение таблицы 1.5.1.1

1	13	14	15	16	17	18	19
Начальные балансовые запасы нефти категории $B+C_1$, тыс.т	178,0	522,0	1470,0	1889,0	1826,0	924,0	40,0
То же по категории C_2	-	-	278,0	31,0	82,0	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти $B+C_1$, тыс.т	62,0	183,0	516,0	660,1	640,0	323	13,0
То же по категории C_2	-	-	48,0	6,0	14,0	-	-
Начальные балансовые запасы растворенного газа категории $B+C_1$, млн.м^3	12,9	51,1	102,8	131,7	239,9	124,6	4,9
То же по категории C_2	-	-	19,4	2,2	10,8	-	-
Начальные балансовые запасы свободного газа категории C_1, млн.м^3	-	-	-	-	-	-	-
То же по категории C_2	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,350	0,350	0,330	0,333	0341	0,350	0,350

Продолжение таблицы 1.5.1.1

Параметры	Юго-Восточный свод							
	II	**III**						
	А-1-4	**М-0-1-А**	**М-0-1-Б**	**М-0-2-А**	**М-0-2-А'**	**М-0-2-Б**	**М-0-3-А**	**PZ**
1	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
Средняя глубина залегания, м	-512,8	-733,3	-789,6	-814,1	-817,1	-824,7	-885,4	-818,4
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные	пластовые сводовые, литологически, тектонически и стратиграфически экранированные	пластовые сводовые, литологически, тектонически и стратиграфически экранированные	пластовые сводовые, литологически, тектонически и стратиграфически экранированные	водоплавающие, сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные	массивные, водоплавающие, литологически и тектонически экранированные
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности (кат. $B+C_1$), тыс.м^2	241	4171	13609	4400	8081	12294	315	771
ГНК, м*	-	-	-	-	-	-	-	-
ВНК, м	-524,4	-636,5-779,2	-785,2-855,0	-775,5-874,0	-812,1-880,7	-823,7-902,3	-858,6-917,0	-618,2-986,3
Средняя толщина эффективная в контуре нефтеносности, м	5,4	3,8	4,5	3,2	3,2	10,5	3,0	3,8
Средняя толщина нефтенасыщенная, м	5,4	3,0	4,3	3,2	3,2	8,0	1,7	1,9
Средняя толщина газонасыщенная, м*	-	-	-	-	-	-	-	-
Пористость по ГИС, доли ед.	0,20	0,22	0,19	0,21	0,19	0,20	0,17	0,19
Пористость по керну, доли ед.	0,25	0,21	0,22	0,23	0,27	0,20	-	0,10
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,54	0,63	0,57	0,57	0,53	0,59	0,50	0,61
Средняя насыщенность газом, доли ед.*	-	-	-	-	-	-	-	-
Средняя насыщенность связанной водой, доли ед.	-	0,18-0,72					-	-
Проницаемость по керну, $\times10^{-3}$ мкм^2	1334,4	363,5	246,7	238,5	1517,5	60,9	-	10,8
Проницаемость по ГДИС, мкм²	0,31							
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,167	0,127	0,227	0,347	0,365	0,426	-	0,048
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,0	3,4	3,6	2,0	2,0	4,1	3,0	4,7
Начальное пластовое давление, МПа		7,67	8,24	7,62	6,41	11,8	-	11,3
Начальная пластовая температура, ºС		42	45	49	43	61	-	68
Текущее пластовое давление, МПа	4,3-9,8							
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,814*	0,770	0,749	0,747	0,747	0,743	0.712*	0,675*
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,69*	2,06	2,17	2,24	2,24	1,79	1,84*	0,76*
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,25*	3,77	3,13	3,6	3,6	3,47	7,32*	11,46*
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,05							
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,02							
Газосодержание нефти, м^3/т	3,1*	70,71	70,18	70,26	70,26	69,64	134,7*	188,14*
Газосодержание воды, м^3/т								
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,017*	1,200	1,212	1,214	1,214	1,210	1,207*	1,505*
Объемный коэффициент воды, доли ед.								
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м^3	0,8204*	0,8275	0,8150	0,8101	0,8101	0,8082	0,8128*	0,8214
Вязкость нефти в стандартных условиях, мм^2/с	24,81*	12,96	7,37	8,65	8,65	6,40	7,24*	7,2
Плотность воды в стандартных условиях, т/м^3	1,05							
Содержание серы в нефти, %	0,14*	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,13*	0,09
Содержание парафина в нефти, %	12,99*	12,95	9,67	8,36	8,36	8,80	9,53*	9,0
Средний коэффициент продуктивности по нефти, м^3/(сут·МПа)	45,2-56,47							

Продолжение таблицы 1.5.1.1

1	20	21	22	23	24	25	26	27
Средний коэффициент приемистости, $м^3$/(сут·МПа)	19,17							
Коэффициент удельной продуктивности по нефти, $м^3$/(сут·МПа·м)	2,88-243							
Коэффициент удельной приемистости, $м^3$/(сут·МПа·м)	168,5	29,1						
Начальные балансовые запасы нефти категории $B+C_1$, тыс.т	79,0	893,0	3460,0	891,0	1432,0	4905,0	31,0	69,0
То же по категории C_2	-	382,0	1386,0	1025,0	960,0	1526,0	7,0	18,0
Начальные извлекаемые запасы нефти $B+C_1$, тыс.т	45,0	312,0	1213,0	312,0	501,0	1720,8	11,0	21,3
То же по категории C_2	-	68,0	242,0	180,0	168,6	267,0	1,0	2,6
Начальные балансовые запасы растворенного газа категории $B+C_1$, млн.$м^3$	0,2	63,2	243	62,8	100,8	341,4	4,2	13
То же по категории C_2	-	27,1	97,2	72,1	67,4	106,3	0,9	3,4
Начальные балансовые запасы свободного газа категории C_1, млн.$м^3$	-	-	-	-	-	-	-	-
То же по категории C_2	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,574	0,250	0,292	0,274	0,312	0303	0,262	0,206

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В Дополнении к проекту разработки к рассмотрению предложено 2 варианта разработки с учетом уточненной в пересчете запасов по ПЗ геологической модели месторождения. Во всех вариантах предусмотрено ППД. Необходимо отметить, что учитывая дату отчета на 01.07.2024 г. и завершение к концу проекта 2024 г., в показателях учтен факт закрытия 2024 г., однако, в описании проектного периода включены данные по бурению и вводу скважин пробуренных во второй половине 2024 г.

По II объекту рассчитан один вариант разработки, который участвует во всех вариантах разработки по месторождению.

Первый вариант (базовый), утвержденный в ПР_2018 года, учитывающий продолжение разработки согласно ПР_2018 года с учетом новых утвержденных запасов ПЗ_2024 г. Предусмотрено бурение и ввод из бурения оставшихся 20 добывающих скважин и продолжение ППД через 39 нагнетательных скважин. Максимальный фонд месторождения составит 174 ед. (добывающие – 135 скважин, нагнетательные – 39 скважин).

I объект. Разработка объекта с ППД. Предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин в 2024 г., которые вводятся в эксплуатацию в 2025 г. ППД продолжается через 4 существующие скважины. Максимальный фонд объекта составит 35 ед. (добывающие – 31 скважина, нагнетательные – 4 скважины).

II объект. Разработка объекта рассматривается с ППД. Предусмотрено бурение в 2024 г. 2 новых добывающих скважин (ЗТ:-192, 194), из них скважина ЗТ-194 вводится в эксплуатацию в 2024 г., скважина ЗТ-195 – в 2025 г. ППД продолжается с существующей 1 нагнетательной скважиной. Максимальный фонд объекта составит 13 ед. (добывающие – 12 скважин, нагнетательная – 1 скважина).

III объект. Разработка объекта с ППД. Также предусмотрено бурение и ввод из бурения 13 новых добывающих скважин. ППД продолжается через существующие нагнетательные скважины, в 2024-2025 гг. запланирован перевод 3 скважин под ППД. Максимальный фонд объекта составит 126 ед. (добывающие – 92 скважины, нагнетательные – 34 скважины).

Второй вариант (рекомендуемый) является вариантом разработки, включающий все положения первого варианта, отличающийся уплотнением сетки скважин дополнительным бурением. Предусмотрено продолжение разработки с вводом из бурения 22 новых скважин и продолжение ППД через 41 нагнетательную скважину. Максимальный фонд месторождения

составит 188 ед. (добывающие – 147 скважин, нагнетательные – 41 скважина).

I объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 6 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 4 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 40 ед. (добывающие – 36 скважины, нагнетательные – 4 скважины).

III объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 16 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 36 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 137 ед. (добывающие – 101 скважина, нагнетательные – 36 скважин).

Ниже в таблице 1.5.2.1 приведены основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки.

Таблица 1.5.2.1 - Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристики	Объекты					
	I		II		III	
Варианты	1	2	1	2	1	2
Режим разработки	с ППД					
Плотность сетки в среднем, га/скв	19,6	17,1	30,4	30,4	86,5	79,5
Ввод скважин из бурения, ед.	5	11	2	2	13	29
Время разбуривания, годы	1	5	1	1	1	6
Количество скважин, шт. (доб./водонагн.)	31/4	36/4	12/1	12/1	92/34	101/36
Режим работы скважин:						
- добывающая	Рзаб.≥ Рнас					
- нагнетательная	Рзаб.нагн.≤Ргрп					
Коэффициент использования скважин, д.ед.:						
- добывающих	0,9					
- нагнетательных	0,9					
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:						
- добывающих	0,9					
- нагнетательных	0,9					
Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой агента, %	+/-10 % от технологических показателей					
Максимальный газовый фактор, $м^3/т$	4,8		7,2		384,8	

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 2-ум рассматриваемым вариантам разработки месторождения Западный Тузкольприведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.4.

Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Западный Тузколь. В целом по месторождению. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Закачка воды, тыс.м³		Компенсация, %		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом	годовая	накопленная	годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2026	277,6	1,9	2,8	5023,4	34,6	13,1	2121,0	2121,0	24595,8	23864,1	2366	20275	103	78	86,9	15,189	221,435
2027	248,9	1,7	2,6	5272,3	36,3	13,7	2173,9	2173,9	26769,7	26038,0	2133	22408	92	79	88,5	13,536	234,971
2028	224,6	1,5	2,4	5496,9	37,8	14,3	2191,9	2191,9	28961,5	28229,8	1954	24362	84	80	89,8	12,133	247,104
2029	210,5	1,4	2,3	5707,4	39,3	14,8	2198,2	2198,2	31159,7	30428,0	1819	26181	79	80	90,4	11,390	258,495
2030	197,3	1,4	2,2	5904,7	40,7	15,4	2111,3	2111,3	33271,0	32539,3	1726	27907	78	80	90,7	10,770	269,265
2031	188,0	1,3	2,2	6092,7	41,9	15,8	2021,9	2021,9	35292,8	34561,1	1662	29569	78	80	90,7	10,403	279,668
2032	178,9	1,2	2,1	6271,6	43,2	16,3	1943,8	1943,8	37236,6	36504,9	1607	31176	79	80	90,8	10,059	289,726
2033	170,0	1,2	2,1	6441,5	44,3	16,7	1847,4	1847,4	39084,1	38352,4	1560	32736	80	80	90,8	9,703	299,430
2034	162,4	1,1	2,0	6603,9	45,5	17,2	1765,4	1765,4	40849,5	40117,8	1534	34270	83	80	90,8	9,413	308,843
2035	154,2	1,1	1,9	6758,2	46,5	17,6	1686,6	1686,6	42536,1	41804,4	1516	35786	85	81	90,9	9,048	317,890
2036	148,5	1,0	1,9	6906,7	47,6	18,0	1627,2	1627,2	44163,3	43431,6	1501	37287	88	81	90,9	8,787	326,677
2037	142,4	1,0	1,9	7049,0	48,5	18,3	1570,0	1570,0	45733,3	45001,6	1479	38766	90	81	90,9	8,487	335,164
2038	137,0	0,9	1,8	7186,0	49,5	18,7	1524,1	1524,1	47257,4	46525,7	1460	40226	91	82	91,0	8,196	343,360
2039	132,4	0,9	1,8	7318,4	50,4	19,0	1478,8	1478,8	48736,2	48004,5	1438	41665	93	82	91,0	7,976	351,335
2040	128,3	0,9	1,8	7446,7	51,3	19,4	1438,5	1438,5	50174,7	49443,0	1412	43077	94	83	91,1	7,780	359,115
2041	124,9	0,9	1,8	7571,6	52,1	19,7	1404,5	1404,5	51579,2	50847,5	1390	44466	94	83	91,1	7,618	366,733
2042	121,2	0,8	1,7	7692,8	53,0	20,0	1368,4	1368,4	52947,6	52215,9	1359	45825	95	83	91,1	7,426	374,159
2043	116,9	0,8	1,7	7809,7	53,8	20,3	1332,3	1332,3	54279,9	53548,2	1325	47151	95	84	91,2	7,168	381,327
2044	113,2	0,8	1,7	7922,9	54,5	20,6	1303,5	1303,5	55583,4	54851,7	1298	48449	95	84	91,3	6,948	388,275
2045	109,5	0,8	1,7	8032,4	55,3	20,9	1275,6	1275,6	56859,0	56127,3	1271	49720	95	84	91,4	6,716	394,991
2046	106,7	0,7	1,6	8139,1	56,0	21,2	1254,0	1254,0	58113,0	57381,3	1250	50971	95	85	91,5	6,548	401,539
2047	103,4	0,7	1,6	8242,5	56,7	21,4	1229,3	1229,3	59342,3	58610,6	1226	52197	95	85	91,6	6,337	407,876
2048	100,2	0,7	1,6	8342,7	57,4	21,7	1208,9	1208,9	60551,1	59819,5	1206	53403	95	85	91,7	6,124	414,000
2049	97,0	0,7	1,6	8439,7	58,1	21,9	1189,0	1189,0	61740,2	61008,5	1185	54588	95	85	91,8	5,907	419,907
2050	94,4	0,7	1,6	8534,1	58,8	22,2	1173,2	1173,2	62913,4	62181,7	1169	55757	96	86	92,0	5,735	425,642
2051	90,9	0,6	1,5	8625,1	59,4	22,4	1157,8	1157,8	64071,2	63339,5	1152	56908	95	86	92,1	5,475	431,117
2052	87,4	0,6	1,5	8712,4	60,0	22,6	1140,0	1140,0	65211,1	64479,4	1132	58041	95	86	92,3	5,215	436,333
2053	84,3	0,6	1,5	8796,8	60,6	22,9	1125,9	1125,9	66337,0	65605,3	1117	59157	95	86	92,5	4,992	441,325
2054	81,2	0,6	1,4	8878,0	61,1	23,1	1106,6	1106,6	67443,6	66712,0	1096	60253	95	86	92,7	4,769	446,094
2055	78,2	0,5	1,4	8956,2	61,7	23,3	1085,2	1085,2	68528,9	67797,2	1074	61327	95	87	92,8	4,547	450,641
2056	74,6	0,5	1,3	9030,8	62,2	23,5	1062,1	1062,1	69590,9	68859,2	1049	62376	95	87	93,0	4,283	454,924
2057	72,2	0,5	1,3	9103,0	62,7	23,7	1041,2	1041,2	70632,1	69900,4	1028	63404	95	87	93,1	4,122	459,046
2058	68,6	0,5	1,3	9171,6	63,1	23,8	921,3	921,3	71553,4	70821,7	928	64331	97	87	92,6	3,960	463,006
2059	65,5	0,5	1,2	9237,0	63,6	24,0	901,5	901,5	72454,9	71723,2	906	65238	97	87	92,7	3,715	466,721
2060	63,6	0,4	1,2	9300,6	64,0	24,2	886,2	886,2	73341,1	72609,4	890	66128	97	87	92,8	3,587	470,308
2061	61,2	0,4	1,2	9361,9	64,5	24,3	868,7	868,7	74209,8	73478,1	871	66999	97	87	93,0	3,407	473,716
2061	61,2	0,4	1,2	9361,9	64,5	24,3	868,7	868,7	74209,8	73478,1	871	66999	97	87	93,0	3,407	473,716
2062	59,0	0,4	1,1	9420,9	64,9	24,5	851,7	851,7	75061,5	74329,8	853	67853	97	88	93,1	3,256	476,971
2063	56,6	0,4	1,1	9477,5	65,2	24,6	830,1	830,1	75891,6	75159,9	831	68684	97	88	93,2	3,088	480,059
2064	53,7	0,4	1,1	9531,2	65,6	24,8	804,6	804,6	76696,2	75964,5	804	69488	97	88	93,3	2,868	482,927
2065	51,7	0,4	1,0	9582,8	66,0	24,9	788,9	788,9	77485,0	76753,3	787	70275	97	88	93,5	2,721	485,648
2066	49,7	0,3	1,0	9632,5	66,3	25,0	773,0	773,0	78258,0	77526,3	771	71046	97	88	93,6	2,575	488,223
2067	47,6	0,3	1,0	9680,2	66,6	25,2	754,6	754,6	79012,6	78280,9	751	71798	97	88	93,7	2,430	490,653
2068	46,4	0,3	1,0	9726,6	67,0	25,3	746,8	746,8	79759,4	79027,7	743	72541	97	88	93,8	2,339	492,992
2069	44,8	0,3	0,9	9771,3	67,3	25,4	732,2	732,2	80491,5	79759,8	728	73268	97	88	93,9	2,232	495,224
2070	42,9	0,3	0,9	9814,2	67,6	25,5	715,5	715,5	81207,1	80475,4	710	73979	97	88	94,0	2,091	497,315
2071	41,5	0,3	0,9	9855,7	67,9	25,6	704,0	704,0	81911,1	81179,4	698	74677	97	89	94,1	1,994	499,309
2072	39,6	0,3	0,8	9895,3	68,1	25,7	685,6	685,6	82596,7	81865,0	679	75356	96	89	94,2	1,864	501,173
2073	38,1	0,3	0,8	9933,4	68,4	25,8	670,2	670,2	83266,9	82535,2	663	76019	96	89	94,3	1,761	502,934
2074	36,5	0,3	0,8	9970,0	68,6	25,9	656,1	656,1	83923,0	83191,3	648	76667	96	89	94,4	1,650	504,583
2075	35,3	0,2	0,8	10005,3	68,9	26,0	643,9	643,9	84566,9	83835,2	636	77303	96	89	94,5	1,575	506,158
2076	33,7	0,2	0,7	10039,0	69,1	26,1	628,7	628,7	85195,6	84463,9	620	77923	96	89	94,6	1,457	507,615

2077	32,7	0,2	0,7	10071,7	69,3	26,2	619,0	619,0	85814,6	85082,9	610	78532	96	89	94,7	1,384	508,998
2078	31,2	0,2	0,7	10102,9	69,6	26,3	604,7	604,7	86419,3	85687,6	595	79127	96	89	94,8	1,276	510,274
2079	30,5	0,2	0,7	10133,4	69,8	26,3	598,3	598,3	87017,5	86285,8	588	79715	96	89	94,9	1,231	511,505
2080	29,4	0,2	0,7	10162,8	70,0	26,4	588,3	588,3	87605,9	86874,2	578	80293	96	89	95,0	1,160	512,666
2081	28,4	0,2	0,7	10191,2	70,2	26,5	576,8	576,8	88182,6	87451,0	566	80859	96	89	95,1	1,099	513,765
2082	27,3	0,2	0,6	10218,6	70,4	26,6	562,7	562,7	88745,4	88013,7	552	81411	96	89	95,1	1,041	514,806
2083	26,2	0,2	0,6	10244,8	70,5	26,6	549,9	549,9	89295,3	88563,6	539	81950	96	89	95,2	0,973	515,779
2084	25,4	0,2	0,6	10270,2	70,7	26,7	539,3	539,3	89834,5	89102,8	528	82478	96	89	95,3	0,923	516,702
2085	24,3	0,2	0,6	10294,4	70,9	26,8	524,6	524,6	90359,1	89627,4	513	82991	96	89	95,4	0,866	517,568
2086	23,4	0,2	0,6	10317,8	71,0	26,8	511,6	511,6	90870,7	90139,0	500	83491	96	89	95,4	0,826	518,394
2087	22,3	0,2	0,5	10340,2	71,2	26,9	496,3	496,3	91366,9	90635,2	485	83976	96	89	95,5	0,769	519,163
2088	21,6	0,1	0,5	10361,7	71,3	26,9	484,4	484,4	91851,3	91119,6	473	84449	96	90	95,5	0,737	519,900
2089	20,6	0,1	0,5	10382,4	71,5	27,0	470,6	470,6	92321,9	91590,2	459	84909	96	90	95,6	0,691	520,591
2090	19,5	0,1	0,5	10401,9	71,6	27,0	459,3	459,3	92781,2	92049,5	448	85357	96	90	95,7	0,628	521,218

Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Западный Тузколь. В целом по месторождению. Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1

Год	Бурение скважин, ед.	Ввод скважин из бурения, ед.					В освоение и обустройстве скв. прошлых лет, ед.	Ввод из освоения и обустр. прошлых лет, ед.	Ввод скв.из н/б фонда, ед.	Ввод скважин из консерва-ции, ед.	Перевод скв. под ППД, ед.	Фонд скважин с начала разра-ботки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетаельных скважин на конец периода, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 нагн. скважины, $м^3$/сут
		всего	из бурения текущего года		из бурения пред. года																	
			добыв.	нагнет.	добыв.	нагнет.								добыв.	наг.	всего	в т.ч. мех.	всего	действ.	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2026	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	135	135	39	35	6,9	53,1	184,7
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	1	133	133	38	34	6,2	54,5	170,9
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	0	0	133	133	38	34	5,7	55,6	156,1
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	3	2	130	130	36	33	5,4	55,9	153,8
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	129	129	36	33	5,1	54,9	145,9
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	3	0	126	126	36	33	4,9	53,0	140,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	125	125	36	33	4,8	52,0	135,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	1	124	124	35	32	4,6	50,0	135,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	122	122	35	32	4,4	48,2	133,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	3	1	119	119	34	31	4,3	46,8	135,7
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	1	118	118	33	30	4,2	46,1	138,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	117	117	33	30	4,1	45,0	136,4
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	1	116	116	32	29	4,0	44,1	138,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	0	2	116	116	30	27	3,9	43,1	146,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	115	115	30	27	3,7	41,8	142,9
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	3	0	112	112	30	27	3,7	41,3	141,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	111	111	30	27	3,7	41,3	137,9
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	110	110	30	27	3,6	40,6	134,5
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	1	109	109	29	26	3,5	40,0	135,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	107	107	29	26	3,4	39,6	133,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	3	0	104	104	29	26	3,4	39,6	131,2
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	102	102	29	26	3,4	40,0	128,7
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	101	101	29	26	3,3	40,0	126,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	99	99	29	26	3,2	39,8	124,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	97	97	29	26	3,2	40,1	122,7
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	1	96	96	28	25	3,2	40,4	125,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	95	95	28	25	3,1	40,1	122,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	93	93	28	25	3,0	40,1	121,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	91	91	28	25	3,0	40,2	119,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	90	90	28	25	2,9	40,3	116,7
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	89	89	28	25	2,8	39,8	113,8
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	88	88	28	25	2,7	39,6	111,7
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	7	1	81	81	27	24	2,6	35,4	104,6
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	2	0	79	79	27	24	2,7	37,6	102,2
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	0	1	79	79	26	23	2,7	37,8	103,9
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	78	78	26	23	2,6	37,2	102,0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	77	77	26	23	2,6	36,9	99,9
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	418,1	1	0	76	76	26	23	2,5	36,5	97,3
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	76	76	26	23	2,4	35,7	93,9
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	1	75	75	25	23	2,3	35,1	95,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	75	75	25	23	2,2	34,9	93,8
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	74	74	25	23	2,1	34,0	91,5
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	74	74	25	23	2,1	34,0	90,2
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	74	74	25	23	2,0	33,5	88,6
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	73	73	25	23	2,0	32,7	86,5
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	72	72	25	23	1,9	32,6	85,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	71	71	25	23	1,9	32,1	82,5
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	71	71	25	23	1,8	31,9	80,7
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	71	71	25	23	1,7	31,3	78,9
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	71	71	25	23	1,7	30,7	77,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	70	70	25	23	1,6	29,9	75,3

2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	1	69	69	24	22	1,6	29,9	77,3
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,5	29,6	75,4
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,5	29,3	74,6
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,4	28,8	73,1
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,4	28,3	71,8
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,3	27,6	70,0
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	69	69	24	22	1,3	27,0	68,3
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	68	68	24	22	1,2	26,4	66,8
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	68	68	24	22	1,2	26,1	65,1
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	1	68	68	23	21	1,2	25,4	66,2
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	1	0	67	67	23	21	1,1	24,7	64,2
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	67	67	23	21	1,1	24,5	62,6
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	2	0	65	65	23	21	1,0	23,8	60,8
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	398,8	0	0	65	65	23	21	1,0	23,9	59,3

Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Западный Тузколь. В целом по месторождению. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Рекомендуемый 2 вариант

Год	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Закачка воды, тыс.м³		Компенсация, %		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом	годовая	накоплен-ная	годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2026	289,5	2,0	3,0	5035,3	34,7	13,1	2135,4	2135,4	24610,2	23878,5	2411	20320	104	78	86,4	12,463	218,710
2027	266,2	1,8	2,8	5301,5	36,5	13,8	2230,4	2230,4	26840,6	26108,9	2403	22723	101	80	88,1	11,352	230,061
2028	246,7	1,7	2,7	5548,2	38,2	14,4	2289,9	2289,9	29130,4	28398,8	2425	25148	100	82	89,2	10,371	240,433
2029	233,0	1,6	2,6	5781,2	39,8	15,0	2320,7	2320,7	31451,2	30719,5	2427	27575	100	83	90,0	9,447	249,879
2030	221,7	1,5	2,5	6002,8	41,3	15,6	2246,1	2246,1	33697,2	32965,5	2406	29981	100	85	90,1	12,273	262,153
2031	214,6	1,5	2,5	6217,5	42,8	16,2	2169,5	2169,5	35866,7	35135,0	2377	32358	100	86	90,1	12,074	274,227
2032	207,7	1,4	2,5	6425,1	44,2	16,7	2100,8	2100,8	37967,5	37235,8	2267	34625	100	87	90,1	11,902	286,129
2033	201,1	1,4	2,5	6626,3	45,6	17,2	2013,6	2013,6	39981,1	39249,4	2088	36713	98	88	90,0	11,730	297,858
2034	196,0	1,3	2,5	6822,2	47,0	17,7	1940,7	1940,7	41921,8	41190,1	1974	38687	96	88	89,9	11,607	309,465
2035	191,8	1,3	2,5	7014,0	48,3	18,2	1875,1	1875,1	43796,9	43065,2	1865	40552	94	89	89,8	11,533	320,998
2036	188,0	1,3	2,5	7202,0	49,6	18,7	1822,8	1822,8	45619,7	44888,1	1797	42348	93	89	89,7	11,415	332,413
2037	185,1	1,3	2,5	7387,1	50,9	19,2	1775,4	1775,4	47395,1	46663,4	1766	44115	94	89	89,6	11,348	343,761
2038	181,5	1,2	2,5	7568,6	52,1	19,7	1737,9	1737,9	49133,1	48401,4	1748	45863	95	90	89,6	11,210	354,971
2039	178,9	1,2	2,6	7747,6	53,3	20,1	1707,4	1707,4	50840,5	50108,8	1733	47596	96	90	89,5	11,135	366,106
2040	176,1	1,2	2,6	7923,7	54,6	20,6	1678,3	1678,3	52518,8	51787,1	1715	49311	96	90	89,5	10,999	377,105
2041	172,7	1,2	2,6	8096,4	55,7	21,0	1652,5	1652,5	54171,3	53439,6	1694	51005	97	90	89,5	10,810	387,914
2042	170,1	1,2	2,6	8266,5	56,9	21,5	1624,8	1624,8	55796,1	55064,4	1666	52671	97	91	89,5	10,692	398,606
2043	167,4	1,2	2,7	8434,0	58,1	21,9	1599,2	1599,2	57395,3	56663,6	1637	54307	97	91	89,5	10,565	409,171
2044	164,3	1,1	2,7	8598,3	59,2	22,4	1579,0	1579,0	58974,3	58242,6	1612	55919	96	91	89,6	10,377	419,548
2045	161,8	1,1	2,7	8760,1	60,3	22,8	1563,6	1563,6	60537,9	59806,2	1591	57511	96	91	89,7	10,229	429,777
2046	160,0	1,1	2,8	8920,1	61,4	23,2	1553,7	1553,7	62091,6	61359,9	1576	59087	96	92	89,7	10,126	439,903
2047	157,4	1,1	2,8	9077,5	62,5	23,6	1535,7	1535,7	63627,3	62895,7	1555	60642	96	92	89,8	9,956	449,859
2048	155,6	1,1	2,9	9233,1	63,6	24,0	1522,0	1522,0	65149,3	64417,6	1542	62184	96	92	89,8	9,849	459,708
2049	152,4	1,0	2,9	9385,5	64,6	24,4	1510,8	1510,8	66660,2	65928,5	1530	63714	96	92	89,9	9,609	469,317
2050	150,4	1,0	2,9	9535,8	65,7	24,8	1502,2	1502,2	68162,4	67430,7	1521	65234	96	92	90,0	9,466	478,783
2051	148,3	1,0	3,0	9684,2	66,7	25,2	1498,1	1498,1	69660,5	68928,8	1516	66750	96	92	90,1	9,333	488,116
2052	145,8	1,0	3,0	9830,0	67,7	25,6	1488,8	1488,8	71149,3	70417,6	1505	68255	96	93	90,2	9,155	497,270
2053	143,4	1,0	3,1	9973,4	68,7	25,9	1485,7	1485,7	72635,0	71903,3	1501	69756	96	93	90,3	8,972	506,242
2054	142,0	1,0	3,1	10115,4	69,6	26,3	1480,2	1480,2	74115,2	73383,5	1495	71250	96	93	90,4	8,874	515,116
2055	140,4	1,0	3,2	10255,8	70,6	26,7	1471,9	1471,9	75587,1	74855,4	1486	72736	96	93	90,5	8,776	523,892
2056	137,7	0,9	3,2	10393,5	71,6	27,0	1454,2	1454,2	77041,3	76309,6	1467	74204	96	93	90,5	8,580	532,471
2057	135,5	0,9	3,3	10529,0	72,5	27,4	1444,4	1444,4	78485,7	77754,0	1457	75661	96	93	90,6	8,420	540,891
2058	132,0	0,9	3,3	10661,0	73,4	27,7	1330,8	1330,8	79816,5	79084,8	1363	77024	97	93	90,1	8,247	549,137
2059	130,6	0,9	3,4	10791,5	74,3	28,1	1326,5	1326,5	81143,0	80411,3	1358	78382	97	93	90,2	8,149	557,286
2060	129,0	0,9	3,5	10920,5	75,2	28,4	1319,0	1319,0	82462,0	81730,3	1350	79732	97	93	90,2	8,033	565,319
2061	126,7	0,9	3,5	11047,2	76,1	28,7	1308,0	1308,0	83770,0	83038,3	1337	81069	97	94	90,3	7,850	573,170
2062	125,0	0,9	3,6	11172,2	76,9	29,0	1297,9	1297,9	85067,9	84336,2	1326	82395	97	94	90,4	7,717	580,887
2063	123,6	0,9	3,7	11295,8	77,8	29,4	1287,5	1287,5	86355,4	85623,7	1315	83710	97	94	90,4	7,611	588,498
2064	122,0	0,8	3,8	11417,8	78,6	29,7	1282,2	1282,2	87637,7	86906,0	1309	85019	97	94	90,5	7,486	595,985
2065	120,8	0,8	3,9	11538,5	79,4	30,0	1274,8	1274,8	88912,5	88180,8	1301	86320	97	94	90,5	7,407	603,391
2066	118,9	0,8	4,0	11657,5	80,3	30,3	1264,3	1264,3	90176,7	89445,0	1289	87610	97	94	90,6	7,264	610,655
2067	116,4	0,8	4,1	11773,9	81,1	30,6	1251,5	1251,5	91428,2	90696,5	1275	88885	97	94	90,7	7,062	617,718
2068	114,8	0,8	4,2	11888,7	81,9	30,9	1242,0	1242,0	92670,2	91938,5	1265	90150	97	94	90,8	6,952	624,670
2069	112,4	0,8	4,3	12001,2	82,6	31,2	1228,2	1228,2	93898,4	93166,7	1250	91399	97	94	90,8	6,764	631,434
2070	110,8	0,8	4,4	12111,9	83,4	31,5	1218,4	1218,4	95116,9	94385,2	1239	92639	97	94	90,9	6,637	638,071
2071	108,3	0,7	4,5	12220,2	84,1	31,8	1210,7	1210,7	96327,6	95595,9	1230	93869	97	94	91,1	6,438	644,509
2072	106,6	0,7	4,6	12326,8	84,9	32,0	1203,2	1203,2	97530,8	96799,1	1222	95090	97	94	91,1	6,321	650,830
2073	104,1	0,7	4,7	12430,9	85,6	32,3	1195,8	1195,8	98726,6	97994,9	1213	96303	97	95	91,3	6,136	656,965
2074	101,7	0,7	4,9	12532,6	86,3	32,6	1188,7	1188,7	99915,3	99183,6	1204	97507	97	95	91,4	5,944	662,909
2075	99,1	0,7	5,0	12631,7	87,0	32,8	1181,3	1181,3	101096,6	100365,0	1195	98703	97	95	91,6	5,746	668,655
2076	96,8	0,7	5,1	12728,4	87,6	33,1	1175,1	1175,1	102271,7	101540,0	1188	99891	97	95	91,8	5,576	674,231
2077	94,5	0,7	5,3	12822,9	88,3	33,3	1165,5	1165,5	103437,2	102705,6	1177	101068	97	95	91,9	5,407	679,638
2078	92,4	0,6	5,4	12915,3	88,9	33,6	1156,5	1156,5	104593,7	103862,0	1167	102235	97	95	92,0	5,250	684,888

2079	89,5	0,6	5,6	13004,8	89,5	33,8	1149,3	1149,3	105743,0	105011,3	1158	103393	97	95	92,2	5,043	689,931
2080	87,2	0,6	5,7	13092,0	90,1	34,0	1140,8	1140,8	106883,7	106152,0	1148	104541	97	95	92,4	4,872	694,803
2081	84,3	0,6	5,9	13176,3	90,7	34,3	1132,0	1132,0	108015,7	107284,0	1138	105679	97	95	92,6	4,659	699,463
2082	81,3	0,6	6,0	13257,7	91,3	34,5	1123,7	1123,7	109139,4	108407,7	1128	106807	97	95	92,8	4,431	703,893
2083	78,7	0,5	6,2	13336,4	91,8	34,7	1112,6	1112,6	110252,0	109520,4	1116	107923	97	95	92,9	4,245	708,138
2084	76,4	0,5	6,4	13412,8	92,3	34,9	1106,9	1106,9	111358,9	110627,2	1109	109031	97	95	93,1	4,082	712,220
2085	73,5	0,5	6,6	13486,3	92,8	35,1	1095,2	1095,2	112454,1	111722,4	1095	110127	97	95	93,3	3,859	716,080
2086	72,4	0,5	7,0	13558,7	93,3	35,2	1085,9	1085,9	113540,0	112808,3	1086	111212	97	95	93,3	3,800	719,880
2087	69,8	0,5	7,2	13628,5	93,8	35,4	1075,3	1075,3	114615,3	113883,6	1074	112286	97	95	93,5	3,608	723,488
2088	67,2	0,5	7,5	13695,7	94,3	35,6	1064,9	1064,9	115680,1	114948,4	1062	113348	97	95	93,7	3,436	726,924
2089	65,5	0,5	7,9	13761,2	94,7	35,8	1052,5	1052,5	116732,7	116001,0	1049	114397	97	95	93,8	3,317	730,241
2090	62,7	0,4	8,2	13823,9	95,2	35,9	1042,4	1042,4	117775,1	117043,4	1037	115434	97	95	94,0	3,120	733,361
2091	60,4	0,4	8,6	13884,3	95,6	36,1	1028,6	1028,6	118803,7	118072,0	1023	116457	97	95	94,1	2,964	736,325
2092	58,7	0,4	9,2	13943,0	96,0	36,2	1017,3	1017,3	119821,0	119089,3	1011	117467	97	95	94,2	2,872	739,197
2093	56,9	0,4	9,8	13999,9	96,4	36,4	1009,2	1009,2	120830,2	120098,5	1002	118469	97	95	94,4	2,763	741,960
2094	53,5	0,4	10,2	14053,4	96,8	36,5	998,8	998,8	121829,0	121097,4	989	119459	97	95	94,6	2,523	744,482
2095	51,3	0,4	10,9	14104,7	97,1	36,7	988,3	988,3	122817,3	122085,6	978	120436	97	95	94,8	2,392	746,875
2096	48,3	0,3	11,5	14153,1	97,4	36,8	977,1	977,1	123794,4	123062,7	965	121402	97	95	95,1	2,188	749,063
2097	45,7	0,3	12,3	14198,7	97,8	36,9	966,1	966,1	124760,5	124028,8	953	122355	97	95	95,3	2,028	751,091
2098	43,1	0,3	13,2	14241,8	98,1	37,0	952,9	952,9	125713,4	124981,7	939	123294	97	95	95,5	1,885	752,976
2099	39,7	0,3	14,0	14281,6	98,3	37,1	942,1	942,1	126655,5	125923,8	926	124220	97	96	95,8	1,655	754,630
2100	37,4	0,3	15,3	14318,9	98,6	37,2	929,3	929,3	127584,8	126853,1	913	125132	97	96	96,0	1,524	756,154
2101	35,2	0,2	17,1	14354,2	98,8	37,3	911,6	911,6	128496,3	127764,7	894	126027	97	96	96,1	1,405	757,559
2102	33,0	0,2	19,3	14387,2	99,1	37,4	898,4	898,4	129394,8	128663,1	881	126907	97	96	96,3	1,306	758,865
2103	31,3	0,2	22,7	14418,5	99,3	37,5	882,4	882,4	130277,1	129545,4	864	127771	97	96	96,5	1,240	760,106
2104	29,5	0,2	27,7	14448,0	99,5	37,6	863,4	863,4	131140,5	130408,8	845	128617	97	96	96,6	1,184	761,289
2105	27,6	0,2	35,9	14475,6	99,7	37,6	843,7	843,7	131984,2	131252,5	825	129442	97	96	96,7	1,099	762,388
2106	25,9	0,2	52,3	14501,5	99,8	37,7	821,2	821,2	132805,4	132073,7	803	130245	97	96	96,9	1,049	763,437
2107	23,5	0,2	100,0	14525,0	100,0	37,8	790,0	790,0	133595,4	132863,7	772	131017	97	96	97,0	0,950	764,387

Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Западный Тузколь. В целом по месторождению. Характеристика основного фонда скважин. Рекомендуемый 2 вариант

Год	Бурение скважин, ед.	Ввод скважин из бурения, ед.					В освоение и обустройстве скв. прошлых лет, ед.	Ввод из освоения и обустр. прошлых лет, ед.	Ввод скв.из н/б фонда, ед.	Ввод скважин из консерва-ции, ед.	Перевод скв. под ППД, ед.	Фонд скважин с начала разра-ботки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетаельных скважин на конец периода, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 нагн. скважины, $м^3$/сут
		всего	из бурения текущего года		из бурения пред. года																	
			добыв.	нагнет.	добыв.	нагнет.								добыв.	наг.	всего	в т.ч. мех.	всего	действ.	нефти	жид-кости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2026	4	8	0	0	8	0	0	0	0	0	1	253	432,1	1	0	140	140	40	36	7,1	52,2	183,5
2027	4	4	0	0	4	0	0	0	0	0	1	257	437,1	2	1	141	141	40	36	6,3	53,0	182,9
2028	4	4	0	0	4	0	0	0	0	0	1	261	442,1	0	0	145	145	41	37	5,8	53,9	179,6
2029	4	4	0	0	4	0	0	0	0	0	1	265	448,1	3	2	145	145	40	36	5,4	53,3	184,7
2030	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	1	265	448,1	1	0	147	147	41	37	5,1	51,6	178,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	3	0	144	144	41	37	4,9	49,9	176,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	143	143	41	37	4,9	49,2	167,8
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	142	142	40	36	4,8	47,6	158,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	140	140	40	36	4,7	46,2	150,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	3	1	137	137	39	35	4,6	45,3	145,6
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	136	136	38	34	4,6	44,9	143,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	135	135	38	34	4,6	44,2	141,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	134	134	37	33	4,5	43,5	143,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	2	134	134	35	32	4,5	43,1	150,7
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	133	133	35	32	4,4	42,2	148,7
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	3	0	130	130	35	32	4,4	42,0	147,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	129	129	35	32	4,4	42,3	144,9
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	127	127	35	32	4,4	41,9	142,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	126	126	34	31	4,4	41,9	143,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	124	124	34	31	4,3	42,0	142,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	122	122	34	31	4,4	42,4	141,1
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	120	120	34	31	4,4	42,6	139,3
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	119	119	34	31	4,4	42,8	137,7
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	117	117	34	31	4,3	42,9	137,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	115	115	34	31	4,3	43,4	136,1
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	114	114	33	30	4,4	44,1	139,8
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	113	113	33	30	4,3	44,1	138,5
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	111	111	33	30	4,3	44,5	138,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	109	109	33	30	4,3	45,1	137,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	108	108	33	30	4,4	45,7	137,1
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	107	107	33	30	4,3	45,4	135,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	106	106	33	30	4,3	45,7	134,4
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	7	1	99	99	32	29	4,2	42,5	129,7
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	97	97	32	29	4,5	45,3	129,2
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	1	97	97	31	28	4,5	45,9	132,2
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	96	96	31	28	4,4	45,6	131,3
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	96	96	31	28	4,4	45,7	130,2
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	95	95	31	28	4,4	45,4	129,1
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	95	95	31	28	4,3	45,5	128,2
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	94	94	30	27	4,3	45,4	132,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	94	94	30	27	4,3	45,5	130,8
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	93	93	30	27	4,2	45,0	129,4
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	92	92	30	27	4,2	45,0	128,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	92	92	30	27	4,1	45,2	126,8
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	91	91	30	27	4,1	44,8	125,7
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	90	90	30	27	4,0	45,0	124,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	89	89	30	27	4,0	45,1	123,6
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	89	89	30	27	4,0	45,4	123,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	89	89	30	27	3,9	45,2	122,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	89	89	30	27	3,8	44,9	121,3
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	88	88	30	27	3,7	44,5	120,2

2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	1	87	87	29	26	3,6	44,8	123,6
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,6	45,0	122,5
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,5	44,7	121,6
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,4	44,2	120,2
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,3	44,0	119,5
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,2	43,7	118,4
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	87	87	29	26	3,1	43,3	117,1
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	86	86	29	26	3,0	42,9	116,1
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	86	86	29	26	2,9	43,1	115,0
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	1	86	86	28	25	2,8	42,7	118,0
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	85	85	28	25	2,7	42,3	116,7
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	85	85	28	25	2,7	42,4	115,5
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	83	83	28	25	2,6	41,9	114,0
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	83	83	28	25	2,6	42,5	112,8
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	83	83	28	25	2,5	41,9	111,2
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	1	83	83	27	24	2,4	41,3	113,6
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	82	82	27	24	2,3	41,1	112,9
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	82	82	27	24	2,2	41,2	111,6
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	82	82	27	24	2,1	40,8	110,3
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	2	0	80	80	27	24	2,0	40,2	108,5
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	80	80	27	24	1,9	40,8	107,5
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	79	79	27	24	1,8	40,3	105,8
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,7	40,3	104,4
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,6	39,8	102,9
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,5	39,0	100,8
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,4	38,5	99,3
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,3	37,8	97,4
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	79	79	27	24	1,3	36,9	95,0
2105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	78	78	27	24	1,2	36,1	93,0
2106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	1	0	77	77	27	24	1,1	35,6	90,5
2107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265	448,1	0	0	77	77	27	24	1,0	34,7	87,0

1.5.4 Требования и 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.

Нефтегазовая смесь от добывающих скважин по индивидуальной выкидной линии поступает во входной манифольд ближайшего ЗУ, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции скважин путем переключения на замерной сепаратор. Нефтегазовая смесь после замера дебита поступает в печи подогрева ППТМ-0,63Г, где подогревается до температуры +55 °С и транспортируется по трубопроводу на ГУ-1.

Прием нефти на ГУ-1 осуществляется по следующим коллекторам:

- с замерных установок СП-1 и СП-2 по индивидуальным коллекторам Ø 219 мм, подключенным напрямую;
- с замерных установок СП-3, СП-4, СП-14 транспортируется по индивидуальным коллекторам Ø 219 мм до коллектора замерной установки СП-5, далее, объединившись, по общему коллектору Ø 273 мм;
- с замерных установок СП-10, СП-12, СП-13, СП-М1 транспортируется по индивидуальным коллекторам Ø 219 мм до коллектора замерной установки СП-6, далее, объединившись, по общему коллектору Ø 273 мм;
- с месторождения Кетеказган Северный по коллектору Ø 159 мм;
- с месторождения Тузколь по коллектору Ø 159 мм.

Нефтегазовая смесь от замерных установок трех месторождений поступает во входной манифольд площадки ГУ-1, где смешивается и направляется в трехфазный сепаратор первой ступени С-100 (объёмом 100 м^3), где происходит разделение нефти, газа и воды. Для повышения эффективности процессов обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии с блоков дозирования хим.реагентов во входной поток подаются ингибитор коррозии, солеотложения и деэмульгатор для разрушения нефтяной эмульсии.

Частично дегазированная нефть с остаточным содержанием воды нагревается в печи подогрева нефти Н-03/04 и далее поступает в трехфазный сепаратор второй ступени С-100 (объёмом 100 м^3), где происходит окончательная стабилизация и обезвоживание нефти. Далее частично подготовленная нефть из сепаратора с температурой 55 °С поступает в резервуарный парк хранения в РВС Т-101/103 (объемом 2000 м^3, каждый), откуда насосами

РС-102 А/В/С с давлением 2,5 МПа подается по межпромысловому коллектору Ø 273 мм на ЦППН месторождения Кумколь компании АО «ПККР» для окончательной подготовки до товарного качества и сдачи в магистральный нефтепровод. Общая протяженность нефтепровода от ГУ-1 до ЦППН Кумколь составляет 83,714 км.

Выделившийся попутный газ с первой и второй ступеней сепарации направляется в блок подготовки газа для ГТУ и в газовый сепаратор, где очищается от капельной влаги и далее используется на собственные нужды в качества топлива в печах подогрева нефти и на газотурбинных установках (ГТУ) 3 ед. по 5,5 МВт для выработки электроэнергии на собственные нужды.

Отделившаяся пластовая вода с первой и второй ступеней сепарации, а также выделившаяся подтоварная вода из резервуаров хранения нефти, общим потоком поступает в резервуары хранения пластовой воды РВС Т-102/104 (объемом 2000 м³ каждый) и далее через насосную станцию подается в водораспределительный пункт № 1/2/3/6 для закачки в систему ППД месторождения Западный Тузколь. Резервуары пластовой воды оборудованы нефтеуловителем для удаления нефтяной пленки с поверхности воды. Нефть, содержащаяся в пластовой воде, скапливается на поверхности воды и, по мере накопления, через нефтеуловитель поступает на вход насосов и далее перекачивается в дренажную ёмкость, откуда с помощью дренажного полупогружного насоса подается в начало процесса.

Все установки ГУ-1 оснащены присоединительными штуцерами для пропарки и промывки аппаратов с отводом в канализационную систему в дренажную емкость, откуда по мере накопления полупогружными насосами подается в коллектор нефти перед первой ступенью сепарации.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, ГУ-1 оснащен индивидуальной факельной системой.

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

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности посквважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;

- система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

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

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

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

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) газа

По вопросу утилизации газа, согласно ст.147 п.3 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», 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.

По месторождению Западный Тузколь своевременно были разработаны, рассмотрены

и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа развития переработки попутного газа в период пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2016-2018 гг.» (Протокол РГ МЭ РК № 2 от 15.01.2016 г., Протокол № 4 РГ МЭ РК от 28.10.2016 г., Протокол № 5.1 РГ МЭ РК от 25.08.2017 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ67VCQ00000302 от 05.10.2017 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа на месторождении Западный Тузколь на 2019-2020 гг.» (Протокол № 8.2 РГ МЭ РК от 22.11.18 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ30VCR00000984 от 25.12.2018 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа на месторождения Западный Тузколь на 2019-2020 гг.» (Протокол № 3 РГ МЭ РК от 30.10.2019 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ40VPC00011373 от 10.12.2019 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа на месторождения Западный Тузколь на 2021-2023 гг.» (Протокол № 8 РГ МЭ РК от 19.11.2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ07VPC00013907 от 09.12.2020 г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа на месторождения Западный Тузколь на 2021-2022 гг.» (Протокол № 1 РГ МЭ РК от 02.06.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ94VPC00016124 от 13.10.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ92VPC00018682 от 02.11.2022 г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа на месторождения Западный Тузколь и Кетеказган Северный на 2023-2024 гг. с уточненными технологическими показателями месторождения Западный Тузколь на период 2023-2024 гг.» (Протокол № 2 РГ МЭ РК от 24.02.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ96VPC00019677 от 27.03.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ69VPC00019678 от 27.03.2023 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа на месторождения Западный Тузколь на 2025-2027 гг.» (Протокол № 14/1-1 РГ МЭ РК от 19.07.2024 г.,

Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ47VPC00023857 от 18.09.2024 г).

В настоящее время на месторождении Западный Тузколь сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Западный Тузколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

В таблице 1.5.5.1 приведен баланс добычи распределения сырого газа.

Таблица 1.5.5.1 – Баланс добычи распределения сырого газа

Показатели	Годы							
	2022		2023		2024		2025	2026
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	прогноз	прогноз
Добыча сырого газа, млн.м^3	23,1	13,6	14,2	13,3	13,7	12,2	12,438	12,463
Использование газа на собственные нужды (на печах подогрева), млн.м^3	10,9	5,5	5,584	5,7	5,074	4,524	4,664	4,674
На ГТУ (для выработки электроэнергии), млн.м^3	11,5	7,7	8,030	7,1	8,052	7,542	7,689	7,704
Объем сжигаемого газа, млн.м^3	0,699	0,4	0,586	0,5	0,574	0,107	0,077	0,077
Технологические потери газа, млн.м^3	-	-	-	-	0,008	0,027	0,008	0,008

1.5.6 Мероприятия по доразведке месторождения

В соответствие с Протоколом ГКЗ РК № 2676-24-У от 19 июня 2024 г., п. 3.5. при дальнейшей работе на месторождении недропользователю необходимо проведение дополнительных геологоразведочных работ, промысловых, лабораторных исследований в соответствии с программой доразведки месторождения с целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1. Разработать комплекс мер по увеличению коэффициента извлечения нефти.

Вкратце требования ГКЗ РК сводятся к следующему:

1. Выполнить переинтерпретацию сейсморазведочных материалов 3Д с учетом пробуренных скважин с уточнением границ выхода фундамента, структурной основы, местоположения выделенных нарушений и влияние их на разработку, выполнить седиментационную модель продуктивных горизонтов.

2. Продолжить изучение структурной основы месторождения с учетом исследований кернового материала пробуренных скважин в связи с недостаточным объемом их

извлечения.

3. Продолжить стандартные и специальные анализы на новом отобранном керне по определению относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть, вытеснения нефти водой, и для подтверждения принятых петрофизических параметров, граничных значений пористости, насыщенности, и других параметров продуктивных горизонтов месторождения.

4. Продолжить отбор пластового флюида (газ, нефть, вода) дифференцированно по залежам и горизонтам с проведением полного анализа в пластовых и поверхностных условиях.

5. Проводить опробование и испытание во всех новых скважинах продуктивных горизонтов дифференцировано, в случае совместного испытания с выше- или нижележащими горизонтами или при совместной разработке продуктивных горизонтов проводить исследования по определению работающих интервалов (PLT) для выявления работоспособности опробованных интервалов и более корректного учета выработки залежей.

6. Продолжить выполнение мероприятий по доизучению в соответствии с программой доразведки месторождения с целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1.

7. Провести комплексные ГИ, в т.ч. по новым пробуренным скважинам методами восстановления давления (уровня) и установившихся отборов по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости для контроля энергетического состояния.

8. Провести исследования по повышению коэффициентов извлечения методами увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи (ИДН).

9. Провести качественный отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида с определением микроэлементов в составе, в т.ч. на литий для уточнения физико-химических свойств, компонентного состава и, получения достоверных подсчетных параметров.

10. Разработать комплекс мер по увеличению коэффициента извлечения нефти.

По п.1. В 2016 г. с целью актуализации геологического строения по результатам бурения скважин ТОО «НПЦ ТуранГео» выполнен «Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д, проведенных в пределах контрактной территории ТОО «Кольжан» на площади Западный Тузколь».

По результатам работ 3Д (объемом 488 км^2), согласно Геологическому заданию прослежены стратиграфические/отражающие горизонты (ОГ):

- стратиграфический горизонт кровли верхнего неокома (K_1nc_2);

- отражение по кровле акшабулакской свиты верхней юры (J_3ak), этот ОГ соответствует региональному несогласию Арыскумского прогиба, индексируется, как ОГ-III;

- стратиграфический горизонт кровли кумкольской свиты верхней юры (J_3km), индексируется, как ОГ-III^1;

- PZ – поверхность домезозойского фундамента (PR+PZ).

Таким образом, основной задачей сейсморазведочных работ, в соответствие с Геологическим заданием являлось построение структурно-тектонической модели залежей УВ на основе данных сейсморазведки 3Д, опробования перспективных интервалов в пробуренных скважинах, что ТОО «НПЦ ТуранГео» было выполнено.

Вместе с тем, работы связанные с детализацией внутреннего строения продуктивных горизонтов (фациальным, седиментологическим моделированием), выделением песчаных тел, зон развития коллекторов высоких, приемлемых ФЕС, включая PR+PZ комплекс – не выполнялись. Не уделено должное внимание на типизацию тектонических нарушений, их влияния на формирование и пространственное положение залежей УВ в разрезе месторождения. То есть, динамический, сейсмофациальный анализы, с прогнозом распространения зон коллекторов, насыщенных углеводородами – не проводились. Возможно, эти и другие недостатки проведенных сейсморазведочных работ, в объеме комплекса ГРР были указаны в Протоколе ГКЗ РК № 2676-24-У.

На многих крупных и средних по запасам УВС месторождениях Мангистау различными видами геолого-промысловых, исследовательских работ доказана вертикальная миграция нефти и газа по зонам активных тектонических нарушений, участкам открытой трещиноватости из палеозойского комплекса.

Специализированными технологиями обработки и интерпретации сейсмических материалов 3D на месторождениях триас – палеозойской группы Мангистау (включая гранитную интрузию м. Оймаша) выделены перспективные зоны развития трещинно-кавернозных коллекторов.

На месторождениях Мангистау Узень, Жетыбай, Карамандыбас и других, связанных с нефтегазоносностью юрско-меловых горизонтов, где проведены сейсморазведочные работы 3Д и пробурены эксплуатационные скважины, выделены песчаные тела различных генетических типов палеорусла, палеобары, и др. виды.

По промысловым данным, атрибутному анализу, очевидно, что скважины, попадающие в палеорусла, работают с высокими дебитами нефти и газа, в условиях вскрытия ими песчаных тел. Указанные виды песчаных фациальных отложений, имеют

индивидуальные, высокие емкостно-фильтрационные параметры.

Месторождение Западный Тузколь по комплексным геолого-геофизическим данным, нефтегазоносности нижнемелового этажа и палеозойского фундамента относится к сложным объектам.

Анализ пространственного положения нефтегазовых залежей по площади и разрезу в отложениях нижнего мела и домезозойского фундамента, приуроченности к отдельным куполам и разрывным нарушениям показывает возможную связь разломов (каналов вертикальной миграции УВ) в формировании установленных залежей.

В качестве доказательных фактов указанных выводов может являться:

- более легкий состав, высокое газосодержание (до 188,14 $м^3$/т) нефти отобранной из палеозойских объектов;

- высокое (аномальное, до 1,5 г/$дм^3$) содержание бария по отношению к стандартным условиям минерализации пластовых вод региона. Аномальное содержание бария может объясняться его поступлением в бассейн осадконакопления в составе глубинных термальных вод. МГУ, Журнал «Вестник Московского университета». Серия 4. Геология, 2022 – № 6», Красноленнинский свод (Западная Сибирь), Киреева Т.А., Корзун А.В.

В указанной статье отмечено, высокое содержание бария в пластовых водах нефтяных месторождений, в случае их использования в системе поддержания пластового давления (ППД) важно учитывать в прогнозах солеотложения при разработке месторождений.

- Удаленность опробованных, высокодебитных нефтегазовых интервалов (до 60м) от кровельной коры выветривания палеозойского фундамента, что возможно свидетельствует о значимой роли активных тектонических нарушений и связанных с ними зон трещинных коллекторов.

Принимая во внимание сложность обработки и интерпретации/переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д по палеозойским породам фундамента, возникает необходимость применения специализированных технологий, позволяющих целенаправленно решить задачу картирования трещино-кавернозных зон, построения детальной разломно-блоковой структуры.

К примеру, на рынке присутствуют специальные технологии методов общей рассеивающей точки CSP (Common Scattering Point) и сейсмолокации бокового обзора (СЛБО) разработанные российскими специалистами, которые позволят решить поставленные задачи. Указанные технологии послужат основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов (трещино-кавернозных зон

коллекторов) в исследуемых интервалах разреза. Будут выделены активные, включая малоамплитудные тектонические нарушения, проведена их типизация. Для решения задачи прогноза развития терригенных коллекторов – песчаных тел (фаций палеорусел, палеобаров и др.), существуют различные технологии динамической интерпретации сейсмического материала. Данные технологии (как правило) основаны на использовании комплексного применения различных сейсмических атрибутов: среднеквадратичной амплитуды, средней мгновенной частоте, градиента энергии отраженной волны и др.

Анализ геологического развития участка Западный Тузколь по комплексным данным, включая литолого-петрографическую характеристику продуктивных отложений, указывает на наличие в отложениях продуктивных горизонтов нижнего мела осадочных пород ***Граувакковогo состава***.

Граувакка – плотная темноцветная порода, образовавшаяся в результате разрушения изверженных, осадочных и метаморфических пород, сложена угловатыми, плохо сортированными зёрнами (обломками) пород различного происхождения, значительным количеством цементирующего глинистого материала. В геосинклинальной области образуются мощные толщи, возникающие в периоды быстрого накопления продуктов разрушения внутренних поднятий.

Именно подобная ситуация фиксируется на участке Западный Тузколь, где получили развитие обширные зоны глинизации в продуктивных отложениях нижнего мела, в районах выступов локальных куполов фундамента.

Таким образом, специализированная обработка, технологии динамической интерпретации сейсмических атрибутов позволят недропользователю выделить новые перспективные участки, оптимизировать объемы эксплуатационного бурения скважин.

Недропользователь (служба полевой геофизики), на основе данных сейсморазведки 3Д 2009-2011 гг. примет решение на необходимость переинтерпретации имеющихся материалов, или проведения новых полевых работ 3Д, с новыми параметрами и дизайном съемки.

По материалам Пересчета запасов УВС м. Западный Тузколь (по состоянию на 02.01.2023 г.), утвержденного Протоколом ГКЗ РК № 2676-24-У от 19.06.24 г., в разрезе месторождения выделено 11 продуктивных горизонтов, в пределах которых оценены запасы нефти и газа по 97 залежам. Запасы нефти и газа залежей оценены по категориям $B+C_1$ и C_2.

Предварительно оцененные (неразведанные) геологические запасы по категории C_2 подсчитаны по 43 объектам (залежам, участкам залежей). Оценка запасов по категории C_2 проводилась в случае выделения продуктивных интервалов исключительно по данным ГИС,

либо получения непромышленных притоков УВ; недостаточной изученности параметров ФЭС пластов-коллекторов по керну, отсутствием исследований физико-химических свойств пластовых флюидов; примыкания к участкам залежей с доказанными запасами.

Запасы по категории C_2, составили:

- нефти – 7205 тыс. тонн;
- растворенного в нефти газа – 530,9 млн. $м^3$;
- свободного газа – 14,1 млн. $м^3$.

Для дальнейшего изучения месторождения, проведения оценочных работ, недропользователю рекомендуется бурение проектных эксплуатационных (оценочных) скважин, с возложенными на них функциями доразведки:

- отбор и лабораторные исследования керна;
- испытание перспективных по ГИС интервалов пластов, с проведением гидродинамических исследований, с отбором глубинных и поверхностных проб пластового флюида.

По п.2, 3. в работе «Пересчет запасов нефти и газа м. Западный Тузколь по состоянию изученности на 02.01.2023 г.», книга II, раздел «Заключение», авторами даны рекомендации на проведение мероприятий по доразведке и увеличения площади запасов оцененных по промышленным категориям.

В данном разделе, табличной форме приведены: залежи, участки залежей, перечень проектных, пробуренных скважин, вид необходимых исследований с целью дальнейшего перевода запасов в промышленную категорию. Необходимо отметить, перечень проектных, эксплуатационных скважин определен на основании принятого ГКЗ, ТЭО КИН, II варианта разработки (как наиболее рентабельного).

Бурение новых скважин необходимо проводить, используя полный комплекс ГИС, ГТИ, (FMI в интервалах фундамента, для исследования трещинных коллекторов). Предусмотреть дифференцированное опробование в колонне продуктивных интервалов, выделенных по ГИС и бурению, при необходимости определить работающие интервалы с помощью PLT, включить комплексные гидродинамические исследования.

В случае несоответствия представлений о нефтегазоносности по результатам бурения новых скважин, необходимо внести поправки в план мероприятий по доразведке месторождения. Отбор и исследования кернового материала в новых скважинах проводить, учитывая отсутствие, или недостаточный объем исследований продуктивных пород горизонтов: М-0-1-А', М-0-3-А, М-0-3-Б; А-1-1, А-1-4, PZ.

При дополнительном изучении свойств нефти месторождения приоритет

рекомендуется отдавать ранее не изученным (недостаточно изученным) залежам: М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А', М-0-3-А, PZ.

При невозможности отбора глубинных проб рекомендуется исследование рекомбинированных проб нефти, при этом рекомбинацию проводить в соответствие с пластовыми термобарическими условиями.

Выводы:

Современная специализированная обработка, новые технологии динамической интерпретации сейсмических атрибутов позволят недропользователю выделить новые перспективные участки, оптимизировать объемы эксплуатационного бурения скважин.

В соответствие с требованиями Протокола ГКЗ РК № 2676-24-У от 19 июня 2024 г. создание качественной седиментационной модели продуктивных горизонтов возможно на основе использования комплексных материалов: динамического анализа сейсморазведочных данных 3Д, исследований керна, данных ГИС всего фонда пробуренных скважин.

Рекомендуемые недропользователю дополнительные геолого-промысловые, опробовательские работы, лабораторные исследования позволят:

- Уточнить положение условно принятых флюидных разделов (ВНК и ГНК), оставшихся невыясненными в процессе разведки деталей геологического строения залежей.

- Расширить площади нефтегазоносности по залежам (участкам залежей) оцененных по категории C_2.

- Произвести перевод запасов категории C_2 в более высокие категории, осуществить прирост запасов с промышленной оценкой.

Рекомендации:

В условиях разреза сложенного трещиноватыми коллекторами (метаморфическими, вулканогенными, карбонатными породами) с целью получения качественной геофизической информации, получения высоких промышленных притоков УВ первичное вскрытие пластов в скважинах проводить максимально, исключая глубокую кольматацию (зону проникновения) бурового раствора и технологических жидкостей в трещиноватые пласты.

По возможности исключить из состава бурового раствора соли бария (BaSO4), труднорастворимые кислотами, в интервалах вскрытия триас – палеозойского разреза использовать пластовый микросканер (FMI), с интерпретацией параметров открытой трещинноватости. Предусмотреть мероприятия по интенсификации притока (кислотную обработку ПЗП, ГРП, КГРП, усиленное торпедирование) и т.д.

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 7.	Мониторинг сбросов в водные объекты.	НДТ заключается в мониторинге сбросов загрязняющих веществ в каждом выпуске сточных вод. НДТ заключается в мониторинге сбросов маркерных загрязняющих веществ в месте выпуска сточных вод и устанавливаются на уровне экологических нормативов качества вод, утверждаемых в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан (не распространяется на пункт 3, статьи 213 Экологического кодекса). Периодический мониторинг осуществляется ежеквартально. В отношении установления технологических нормативов в сбросах сточных вод в пруды-накопители и пруды-испарители норма не будет распространяться при условии их соответствия требованиям, применяемым в отношении гидротехнических сооружений с подтверждением отсутствия воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы по результатам мониторинговых исследований за последние 3 года.
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 9.	Стратегия управления водными ресурсами.	Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные загрязняющие вещества», а также сокращение потребления водных ресурсов. Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие мероприятия по: снижению потребления воды (экономия); раздельному сбросу с установок через локальные очистки; максимальное повторное использование воды; автоматический мониторинг состава воды для процессов химической и биологической очистки в сочетании с лабораторными методами; установление нормативов сбрасываемых веществ с учетом региональных требований; мониторинга на основе утвержденных программ, согласованных с компетентными государственными органами; установка предписаний отбора проб для мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (временный или постоянный план), определение наиболее подходящего периода для проведения временного мониторинга при планировании, например, шестимесячного или ежегодного, если значения очень низкие, и выполнение плана; анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих веществ, которые будут включены в систему экологического мониторинга. Экологическая эффективность: постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.
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, NOX, 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 позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении.	Установка закачки вод и попутного нефтяного газа в пласт, позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении. Для закачки 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 NOX в атмосферу, а также сокращения выбросов от газовых двигателей (Газотурбинная установка, газокомпрессорная установка с приводом от газовой турбины, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем).	НДТ заключается в применении сухих камер сгорания с низким содержанием NOX. Возможно сокращение выбросов NOX на 90 % при использовании газовых турбин, работающих на попутном нефтяном газе.
НДТ 60.	Оптимизация систем электроснабжения.	Сокращение не рационального потребления электрической энергии.

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

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

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

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

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

1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках «Дополнения к Проекта разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 г.», является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4. «Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин».

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

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

1 вариант разработки

Организованные:

- Печь ПП-0,63А - источники №№0001 - 0004;
- Печь ППТМ-0,4Г - источники №№0005 - 0010;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0011 - 0015;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0016 - 0018;
- Печь ПП-0,63А - источники №№0019 - 0020;
- Инсинератор Бренер - источник №0021;

- Печь ТДУ Ф-2000-ОС - источник №0022;
- Печь ТДУ Ф-2000-ЖДТ - источник №0023;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0024 - 0025;
- Газотурбинная установка (ГТУ) - источники №№0026 - 0028;
- Печь ППТМ-0,4Г(АНМ) - источник №0029;
- Факельная установка на ГУ-1 - источник №0030;
- Факельная установка на площадке ГТУ - источник №0031;
- Накопительная емкость V-100 м^3 - источники №№0032 - 0036;
- Накопительная емкость V-2000 м^3 - источники №№0037 - 0040;
- Дренажная емкость V-8 м^3 - источники №№0041 - 0053;
- Дренажная емкость V-6 м^3 - источники №№0054 - 0057;
- Дренажная емкость V-2 м^3 - источники №№0058 - 0062;
- Дренажная емкость V-40 м^3 – источник №0063;
- Дренажная емкость V-12,5 м^3 – источник №0064;

Неорганизованные:

- Площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС) (количество добывающих скважин: 2026 год – 135 ед., 2027 год – 133 ед., 2028 год – 133 ед., 2029 год – 130 ед., 2030 год – 129 ед.) - источник №6001;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 64 ед., неорганизованных – 1 ед.

2 вариант разработки - рекомендуемый

Организованные:

- Печь ПП-0,63А - источники №№0001 - 0004;
- Печь ППТМ-0,4Г - источники №№0005 - 0010;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0011 - 0015;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0016 - 0018;
- Печь ПП-0,63А - источники №№0019 - 0020;
- Инсинератор Бренер - источник №0021;
- Печь ТДУ Ф-2000-ОС - источник №0022;
- Печь ТДУ Ф-2000-ЖДТ - источник №0023;
- Печь ППТМ-0,63Г - источники №№0024 - 0025;
- Газотурбинная установка (ГТУ) - источники №№0026 - 0028;
- Печь ППТМ-0,4Г(АНМ) - источник №0029;

- Факельная установка на ГУ-1 - источник №0030;
- Факельная установка на площадке ГТУ - источник №0031;
- Накопительная емкость V-100 м^3 - источники №№0032 - 0036;
- Накопительная емкость V-2000 м^3 - источники №№0037 - 0040;
- Дренажная емкость V-8 м^3 - источники №№0041 - 0053;
- Дренажная емкость V-6 м^3 - источники №№0054 - 0057;
- Дренажная емкость V-2 м^3 - источники №№0058 - 0062;
- Дренажная емкость V-40 м^3 – источник №0063;
- Дренажная емкость V-12,5 м^3 – источник №0064;

Неорганизованные:

- Площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС) (количество добывающих скважин: 2026 год – 140 ед., 2027 год – 141 ед., 2028 год – 145 ед., 2029 год – 145 ед., 2030 год – 147 ед.) - источник №6001;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 64 ед., неорганизованных – 1 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 рекомендуемому варианту разработки месторождения Западный Тузколь представлена в Приложении 1.

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования;
- «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 2-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 действующих добывающих скважин месторождения Западный Тузколь на 2026-2030 гг.

Год разработки	Добыча нефти*, тыс.т	Добыча газа*, млн.м^3	Фонд действующих добывающих нефтяных скважин*, ед.
1 вариант разработки			
2026	277,6	15,189	135
2027	248,9	13,536	133
2028	224,6	12,133	133
2029	210,5	11,390	130
2030	197,3	10,770	129
2 вариант разработки (рекомендуемый)			
2026	289,5	12,463	140
2027	266,2	11,352	141
2028	246,7	10,371	145
2029	233,0	9,447	145
2030	221,7	12,273	147

*Примечание: * - технологические показатели добычи нефти, газа и фонд действующих добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам приняты согласно разделу 1.5.3 (таблицы 1.5.3.1-1.5.3.4)*

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по 2-м рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.2 - 1.8.1.2.3.

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Тузколь 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	1,08281	33,97568	849,392
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,17644	5,52103	92,0171667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005708006	0,027072589	3,38407362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,72312	54,19531	18,0651033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,32876	10,21986	0,2043972
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,94695	32,47255	0,649451
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,56965	12,01127	0,40037567
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03365	0,156914	1,56914
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01044	0,0496172	0,248086
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02115	0,098744	0,16457333
ВСЕГО:							**12,904794906**	**148,92290779**	969,9915668
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,94271	29,56508	739,127
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,15394	4,80433	80,0721667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005700006	0,025622589	3,20282362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,50232	47,22751	15,7425033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,31976	9,93666	0,1987332
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,93732	30,93054	0,6186108
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,56609	11,44097	0,38136567
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0336	0,149444	1,49444
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01042	0,0471572	0,235786
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02112	0,093824	0,15637333
ВСЕГО:							**12,499096906**	**134,41599779**	845,1270026
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,82391	25,82198	645,5495
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,13444	4,19593	69,9321667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005700006	0,024822589	3,10282362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,31452	41,31331	13,7711033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,31196	9,69636	0,1939272

0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,93732	29,88174	0,5976348
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,56609	11,05297	0,36843233
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0336	0,144244	1,44244
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01042	0,0455572	0,227786
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02112	0,090624	0,15104
ВСЕГО:							**12,165196906**	**122,46239779**	739,234054
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,76121	23,83958	595,9895
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,12424	3,87373	64,5621667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005688006	0,024042589	3,00532362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,21522	38,18161	12,7272033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,30806	9,56916	0,1913832
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,92288	28,81793	0,5763586
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,56075	10,65933	0,355311
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03353	0,139244	1,39244
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0104	0,0440672	0,220336
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02108	0,087644	0,14607333
ВСЕГО:							**11,969174906**	**115,43119779**	683,0632958
2030 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,70871	22,18538	554,6345
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,11584	3,60493	60,0821667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005684006	0,023522589	2,94032362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,13242	35,56801	11,8560033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,30476	9,46296	0,1892592
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,91807	28,09652	0,5619304
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,55897	10,39279	0,34642633
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03351	0,135714	1,35714
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01039	0,0430372	0,215186
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02107	0,085184	0,14197333
ВСЕГО:							**11,815540906**	**109,79290779**	636,2221089

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Тузколь по 2 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	0,85181	26,70248	667,562
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,13894	4,33903	72,3171667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005728006	0,028102589	3,51282362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,35892	42,70441	14,2348033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,31376	9,75306	0,1950612
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,97102	33,74517	0,6749034
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,57855	12,4816	0,41605333
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03377	0,162984	1,62984
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01047	0,0515672	0,257836
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02123	0,102254	0,17042333
ВСЕГО:							**12,290314906**	**130,26551779**	764,8681109
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,75791	23,73818	593,4545
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,12364	3,85723	64,2871667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005732006	0,027422589	3,42782362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,21042	38,02141	12,6738033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,30776	9,56256	0,1912512
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,97583	32,89138	0,6578276
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,58034	12,16614	0,405538
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03379	0,158914	1,58914
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01048	0,0501972	0,250986
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02124	0,099914	0,16652333
ВСЕГО:							**12,03325891**	**120,76820779**	681,0017598
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,67481	21,12068	528,017
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,11014	3,43213	57,2021667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005748006	0,027132589	3,39157362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,07902	33,88621	11,2954033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,30266	9,39456	0,1878912

0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,99509	32,657	0,65314
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,58746	12,07953	0,402651
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03388	0,157844	1,57844
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01051	0,0499272	0,249636
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,0213	0,098954	0,16492333
ВСЕГО:							**11,826734906**	**113,09882779**	607,0400252
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,59651	18,65528	466,382
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,09754	3,03133	50,5221667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005748006	0,026732589	3,34157362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,95572	29,99131	9,99710333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,29756	9,23646	0,1847292
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	6,99509	32,0662	0,641324
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,58746	11,86073	0,39535767
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,03388	0,154644	1,54644
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01051	0,0487272	0,243636
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,0213	0,097354	0,16225667
ВСЕГО:							**11,607434906**	**105,36362779**	537,3137872
2030 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,83591	26,19548	654,887
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,13654	4,25653	70,9421667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,00584	0,18425	3,685
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0002769	0,01061	0,2122
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005756006	0,026582589	3,32282362
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	1,33342	41,90371	13,9679033
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,31286	9,72036	0,1944072
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	50	-	-	50	-	7,00471	31,88221	0,6376442
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	30	-	-	30	-	2,59102	11,79262	0,39308733
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1		2	0,03393	0,154114	1,54114
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,01052	0,0487872	0,243936
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,02133	0,096674	0,16112333
ВСЕГО:							**12,292112906**	**126,27192779**	750,1884317

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}, бензол, диметилбензол, метилбензол, сероводород.

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

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по 1-му и 2-му рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671» (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Кызылординской области №: KZ59VCZ00769315 от 22.01.2021 года), составит: ***13,793008 г/с или 10,6267727 т/год.***

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при строительстве скважин, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по двум вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.4.

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин на месторождении Западный Тузколь

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**		Выбросы ЗВ*	
	Добывающие	Нагнетательные	г/с	т/год
1 вариант разработки				
2026	2	-	27,586016	21,2535454
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	-	-	-
2030	-	-	-	-
2031	-	-	-	-
2 вариант разработки - рекомендуемый				
2026	8	-	110,344064	85,014182
2027	4	-	55,172032	42,507091
2028	4	-	55,172032	42,507091
2029	4	-	55,172032	42,507091
3030	4	-	55,172032	42,507091

*Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671» (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Кызылординской области №: KZ59VCZ00769315 от 22.01.2021 года) ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.2, 1.5.3.4)*

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будут представлены в отдельных Групповых (Индивидуальных) технических проектах на строительство скважин на месторождении Западный Тузколь 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» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Западный Тузколь, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха в районе месторождения Западный Тузколь в 1 квартале 2025 года, ***средние значения концентраций*** загрязняющих веществ составили:

- Диоксид азота 0,002575 мг/м^3;

- Оксид азота 0,0311 мг/м^3;
- Углерод (сажа) 0,001375 мг/м^3;
- Оксид углерода 0,026875 мг/м^3;
- Углеводороды C_1-C_5 2,5 мг/м^3;
- Углеводороды C_6-C_{10} 6,0 мг/м^3.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 31000 х 28000м, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м.

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 таблице 1.8.1.3.1.

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

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	-	0,994	0,045
0304	Азот оксид	0,4	-	0,157	0,080
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	-	расчет нецелесообразен	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,5	-	расчет нецелесообразен	
0333	Сероводород	0,008	-	0,937	0,0093
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,067	0,0075
0410	Метан	-	50	расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	-	50	0,235	0,052
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	-	30	0,314	0,201
0602	Бензол	0,3	-	0,150	0,0015
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,069	0,00068
0621	Метилбензол	0,6	-	0,047	0,00046
-	Группа суммации 0330+0333	-	-	0,937	0,0093
-	Группа суммации 0301+0330	-	-	0,994	0,045

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Западный Тузколь, эксплуатация добывающих скважин и технологического оборудования, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

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

Месторождение Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» относится к I классу согласно санитарной классификации с санитарно-защитной зоной не менее 1000 метров (Санитарно-эпидемиологическое заключение №KZ96VBZ00052935 от 18.04.2024 года к Проекту установления предварительной (расчетной) санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для объектов контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»).

Таким образом, размер санитарно-защитной зоны для месторождения Западный Тузколь составляет 1000 м.

В соответствии с Приказом 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, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

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

1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

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

Предварительные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК. Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве предварительных и ориентировочных нормативов эмиссий, которые не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в рамках «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО») на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Западный Тузколь по 2 варианту разработки (рекомендуемый) на 2026-2030 гг. представлены в таблицах 1.8.1.4.1 – 1.8.1.4.1.5.

Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2026 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2026 год		НДВ		
		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) (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2026
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2026
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0079	0,2501	0,0079	0,2501	2026
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0468	1,4764	0,0468	1,4764	2026
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0309	0,9751	0,0309	0,9751	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2026
ГТУ	0026	-	-	0,2174	6,8517	0,2174	6,8517	2026
ГТУ	0027	-	-	0,2174	6,8517	0,2174	6,8517	2026
ГТУ	0028	-	-	0,2174	6,8517	0,2174	6,8517	2026
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0154	0,3188	0,0154	0,3188	2026
Итого:	-	-	-	**0,8448**	**26,4814**	**0,8448**	**26,4814**	-
Неорганизованные источники								

Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	**-**	**-**	**0,8448**	**26,4814**	**0,8448**	**26,4814**	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2026
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2026
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0013	0,0406	0,0013	0,0406	2026
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0076	0,2399	0,0076	0,2399	2026
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,005	0,1585	0,005	0,1585	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2026
ГТУ	0026	-	-	0,0353	1,1134	0,0353	1,1134	2026
ГТУ	0027	-	-	0,0353	1,1134	0,0353	1,1134	2026
ГТУ	0028	-	-	0,0353	1,1134	0,0353	1,1134	2026
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0025	0,0518	0,0025	0,0518	2026
Итого:	-	-	-	**0,1378**	**4,3031**	**0,1378**	**4,3031**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему	-	-	-	**0,1378**	**4,3031**	**0,1378**	**4,3031**	2026

веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,00002	0,0004	0,00002	0,0004	2026
Итого:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2026

Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,0005	0,002	0,0005	0,002	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,0005	0,002	0,0005	0,002	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,0005	0,002	0,0005	0,002	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,0005	0,002	0,0005	0,002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2026
Итого:	-	-	-	**0,00517**	**0,0105024**	**0,00517**	**0,0105024**	-
Организованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000558	0,0176	0,000558	0,0176	2026
Итого:	-	-	-	**0,000558**	**0,0176**	**0,000558**	**0,0176**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,005728**	**0,0281024**	**0,005728**	**0,0281024**	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026

Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ГТУ	0026	-	-	0,3433	10,8248	0,3433	10,8248	2026
ГТУ	0027	-	-	0,3433	10,8248	0,3433	10,8248	2026
ГТУ	0028	-	-	0,3433	10,8248	0,3433	10,8248	2026
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2026
Итого:	-	-	-	**1,3005**	**40,8620**	**1,3005**	**40,8620**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**1,3005**	**40,8620**	**1,3005**	**40,8620**	2026
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026

Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2026
ГТУ	0026	-	-	0,0139	0,4398	0,0139	0,4398	2026
ГТУ	0027	-	-	0,0139	0,4398	0,0139	0,4398	2026
ГТУ	0028	-	-	0,0139	0,4398	0,0139	0,4398	2026
Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2026
Итого:	-	-	-	**0,3123**	**9,7070**	**0,3123**	**9,7070**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,3123**	**9,7070**	**0,3123**	**9,7070**	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,6023	2,4208	0,6023	2,4208	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,6023	2,4208	0,6023	2,4208	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,6023	2,4208	0,6023	2,4208	2026

Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,6023	2,4208	0,6023	2,4208	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2026
Итого:	-	-	-	**6,2971**	**12,4925**	**6,2971**	**12,4925**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,67392	21,25267	0,67392	21,25267	2026
Итого:	-	-	-	**0,67392**	**21,25267**	**0,67392**	**21,25267**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**6,97102**	**33,74517**	**6,97102**	**33,74517**	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,2228	0,8953	0,2228	0,8953	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,2228	0,8953	0,2228	0,8953	2026

Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,2228	0,8953	0,2228	0,8953	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,2228	0,8953	0,2228	0,8953	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2026
Итого:	-	-	-	**2,3293**	**4,6211**	**2,3293**	**4,6211**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,24925	7,8605	0,24925	7,8605	2026
Итого:	-	-	-	**0,24925**	**7,8605**	**0,24925**	**7,8605**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**2,57855**	**12,4816**	**2,57855**	**12,4816**	2026
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00291	0,0117	0,00291	0,0117	2026

Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00291	0,0117	0,00291	0,0117	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00291	0,0117	0,00291	0,0117	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00291	0,0117	0,00291	0,0117	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2026
Итого:	-	-	-	**0,03051**	**0,060324**	**0,03051**	**0,060324**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00326	0,10266	0,00326	0,10266	2026
Итого:	-	-	-	**0,00326**	**0,10266**	**0,00326**	**0,10266**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,03377**	**0,162984**	**0,03377**	**0,162984**	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2026

Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00091	0,0037	0,00091	0,0037	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00091	0,0037	0,00091	0,0037	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00091	0,0037	0,00091	0,0037	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00091	0,0037	0,00091	0,0037	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2026
Итого:	-	-	-	**0,00945**	**0,0193072**	**0,00945**	**0,0193072**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00102	0,03226	0,00102	0,03226	2026
Итого:	-	-	-	**0,00102**	**0,03226**	**0,00102**	**0,03226**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,01047**	**0,0515672**	**0,01047**	**0,0515672**	2026
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2026
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2026

Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00183	0,0073	0,00183	0,0073	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00183	0,0073	0,00183	0,0073	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00183	0,0073	0,00183	0,0073	2026
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00183	0,0073	0,00183	0,0073	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2026
Итого:	-	-	-	**0,01918**	**0,037724**	**0,01918**	**0,037724**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00205	0,06453	0,00205	0,06453	2026
Итого:	-	-	-	**0,00205**	**0,06453**	**0,00205**	**0,06453**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,02123**	**0,102254**	**0,02123**	**0,102254**	2026
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**12,29031491**	**130,26551779**	**12,29031491**	**130,26551779**	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	**11,36025691**	**100,93529779**	**11,36025691**	**100,93529779**	-
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00399	0,12575	0,00399	0,12575	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00302	0,09533	0,00302	0,09533	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00065	0,02044	0,00065	0,02044	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00049	0,01549	0,00049	0,01549	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00332	0,1048	0,00332	0,1048	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00252	0,07945	0,00252	0,07945	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,0000039	0,00012	0,0000039	0,00012	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000003	0,00009	0,000003	0,00009	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,000000003	0,00000011	0,000000003	0,00000011	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000000003	0,000000079	0,000000003	0,000000079	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,03323	1,04796	0,03323	1,04796	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,02519	0,79445	0,02519	0,79445	2026
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00083	0,0262	0,00083	0,0262	2026
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00063	0,01986	0,00063	0,01986	2026
Итого по неорганизованным источникам:		**-**	**-**	**0,930058**	**29,33022**	**0,930058**	**29,33022**	-

Таблица 1.8.1.4.2 - Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2027 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2027 год		НДВ		
		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) (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2027
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2027
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0079	0,2501	0,0079	0,2501	2027
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0468	1,4764	0,0468	1,4764	2027
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0309	0,9751	0,0309	0,9751	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2027
ГТУ	0026	-	-	0,1861	5,8636	0,1861	5,8636	2027
ГТУ	0027	-	-	0,1861	5,8636	0,1861	5,8636	2027
ГТУ	0028	-	-	0,1861	5,8636	0,1861	5,8636	2027
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0154	0,3188	0,0154	0,3188	2027
Итого:	-	-	-	**0,7509**	**23,5171**	**0,7509**	**23,5171**	-
Неорганизованные источники								

Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	**-**	**-**	**0,7509**	**23,5171**	**0,7509**	**23,5171**	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2027
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2027
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0013	0,0406	0,0013	0,0406	2027
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0076	0,2399	0,0076	0,2399	2027
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,005	0,1585	0,005	0,1585	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2027
ГТУ	0026	-	-	0,0302	0,9528	0,0302	0,9528	2027
ГТУ	0027	-	-	0,0302	0,9528	0,0302	0,9528	2027
ГТУ	0028	-	-	0,0302	0,9528	0,0302	0,9528	2027
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0025	0,0518	0,0025	0,0518	2027
Итого:	-	-	-	**0,1225**	**3,8213**	**0,1225**	**3,8213**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему	-	-	-	**0,1225**	**3,8213**	**0,1225**	**3,8213**	2027

веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,00002	0,0004	0,00002	0,0004	2027
Итого:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027

Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,0005	0,0018	0,0005	0,0018	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,0005	0,0018	0,0005	0,0018	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,0005	0,0018	0,0005	0,0018	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,0005	0,0018	0,0005	0,0018	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2027
Итого:	-	-	-	**0,00517**	**0,0097024**	**0,00517**	**0,0097024**	-
Организованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000562	0,01772	0,000562	0,01772	2027
Итого:	-	-	-	**0,000562**	**0,01772**	**0,000562**	**0,01772**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,005732**	**0,0274224**	**0,005732**	**0,0274224**	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027

Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ГТУ	0026	-	-	0,2938	9,2638	0,2938	9,2638	2027
ГТУ	0027	-	-	0,2938	9,2638	0,2938	9,2638	2027
ГТУ	0028	-	-	0,2938	9,2638	0,2938	9,2638	2027
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2027
Итого:	-	-	-	**1,1520**	**36,1790**	**1,1520**	**36,1790**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**1,1520**	**36,1790**	**1,1520**	**36,1790**	2027
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027

Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2027
ГТУ	0026	-	-	0,0119	0,3763	0,0119	0,3763	2027
ГТУ	0027	-	-	0,0119	0,3763	0,0119	0,3763	2027
ГТУ	0028	-	-	0,0119	0,3763	0,0119	0,3763	2027
Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2027
Итого:	-	-	-	**0,3063**	**9,5165**	**0,3063**	**9,5165**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,3063**	**9,5165**	**0,3063**	**9,5165**	2027
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,6023	2,1694	0,6023	2,1694	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,6023	2,1694	0,6023	2,1694	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,6023	2,1694	0,6023	2,1694	2027

Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,6023	2,1694	0,6023	2,1694	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2027
Итого:	-	-	-	**6,2971**	**11,4869**	**6,2971**	**11,4869**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,67873	21,40448	0,67873	21,40448	2027
Итого:	-	-	-	**0,67873**	**21,40448**	**0,67873**	**21,40448**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**6,97583**	**32,89138**	**6,97583**	**32,89138**	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,2228	0,8024	0,2228	0,8024	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,2228	0,8024	0,2228	0,8024	2027

Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,2228	0,8024	0,2228	0,8024	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,2228	0,8024	0,2228	0,8024	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2027
Итого:	-	-	-	**2,3293**	**4,2495**	**2,3293**	**4,2495**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,25104	7,91664	0,25104	7,91664	2027
Итого:	-	-	-	**0,25104**	**7,91664**	**0,25104**	**7,91664**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**2,58034**	**12,16614**	**2,58034**	**12,16614**	2027
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00291	0,0105	0,00291	0,0105	2027

Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00291	0,0105	0,00291	0,0105	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00291	0,0105	0,00291	0,0105	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00291	0,0105	0,00291	0,0105	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2027
Итого:	-	-	-	**0,03051**	**0,055524**	**0,03051**	**0,055524**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00328	0,10339	0,00328	0,10339	2027
Итого:	-	-	-	**0,00328**	**0,10339**	**0,00328**	**0,10339**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,03379**	**0,158914**	**0,03379**	**0,158914**	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2027

Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00091	0,0033	0,00091	0,0033	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00091	0,0033	0,00091	0,0033	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00091	0,0033	0,00091	0,0033	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00091	0,0033	0,00091	0,0033	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2027
Итого:	-	-	-	**0,00945**	**0,0177072**	**0,00945**	**0,0177072**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00103	0,03249	0,00103	0,03249	2027
Итого:	-	-	-	**0,00103**	**0,03249**	**0,00103**	**0,03249**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,01048**	**0,0501972**	**0,01048**	**0,0501972**	2027
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2027
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2027

Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00183	0,0066	0,00183	0,0066	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00183	0,0066	0,00183	0,0066	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00183	0,0066	0,00183	0,0066	2027
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00183	0,0066	0,00183	0,0066	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2027
Итого:	-	-	-	**0,01918**	**0,034924**	**0,01918**	**0,034924**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00206	0,06499	0,00206	0,06499	2027
Итого:	-	-	-	**0,00206**	**0,06499**	**0,00206**	**0,06499**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,02124**	**0,099914**	**0,02124**	**0,099914**	2027
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**12,03325891**	**120,76820779**	**12,03325891**	**120,76820779**	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	**11,09655691**	**91,22849779**	**11,09655691**	**91,22849779**	-
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00399	0,12575	0,00399	0,12575	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00302	0,09533	0,00302	0,09533	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00065	0,02044	0,00065	0,02044	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00049	0,01549	0,00049	0,01549	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00332	0,1048	0,00332	0,1048	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00252	0,07945	0,00252	0,07945	2027
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,0000039	0,00012	0,0000039	0,00012	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000003	0,00009	0,000003	0,00009	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,000000003	0,00000011	0,000000003	0,00000011	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000000003	0,000000079	0,000000003	0,000000079	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,03323	1,04796	0,03323	1,04796	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,02519	0,79445	0,02519	0,79445	2027
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00083	0,0262	0,00083	0,0262	2027
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00063	0,01986	0,00063	0,01986	2027
Итого по неорганизованным источникам:		**-**	**-**	**0,936702**	**29,53971**	**0,936702**	**29,53971**	-

Таблица 1.8.1.4.3 - Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2028 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2028 год		НДВ		
		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) (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2028
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2028
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0079	0,2501	0,0079	0,2501	2028
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0468	1,4764	0,0468	1,4764	2028
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0309	0,9751	0,0309	0,9751	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2028
ГТУ	0026	-	-	0,1584	4,9911	0,1584	4,9911	2028
ГТУ	0027	-	-	0,1584	4,9911	0,1584	4,9911	2028
ГТУ	0028	-	-	0,1584	4,9911	0,1584	4,9911	2028
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0154	0,3188	0,0154	0,3188	2028
Итого:	-	-	-	**0,6678**	**20,8996**	**0,6678**	**20,8996**	-
Неорганизованные источники								

Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	**-**	**-**	**0,6678**	**20,8996**	**0,6678**	**20,8996**	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2028
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2028
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0013	0,0406	0,0013	0,0406	2028
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0076	0,2399	0,0076	0,2399	2028
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,005	0,1585	0,005	0,1585	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2028
ГТУ	0026	-	-	0,0257	0,8111	0,0257	0,8111	2028
ГТУ	0027	-	-	0,0257	0,8111	0,0257	0,8111	2028
ГТУ	0028	-	-	0,0257	0,8111	0,0257	0,8111	2028
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0025	0,0518	0,0025	0,0518	2028
Итого:	-	-	-	**0,1090**	**3,3962**	**0,1090**	**3,3962**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему	-	-	-	**0,1090**	**3,3962**	**0,1090**	**3,3962**	2028

веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2028
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,00002	0,0004	0,00002	0,0004	2028
Итого:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	2028
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2028

Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,0005	0,0016	0,0005	0,0016	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,0005	0,0016	0,0005	0,0016	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,0005	0,0016	0,0005	0,0016	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,0005	0,0016	0,0005	0,0016	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2028
Итого:	-	-	-	**0,00517**	**0,0089024**	**0,00517**	**0,0089024**	-
Организованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000578	0,01823	0,000578	0,01823	2028
Итого:	-	-	-	**0,000578**	**0,01823**	**0,000578**	**0,01823**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,005748**	**0,0271324**	**0,005748**	**0,0271324**	2028
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028

Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ГТУ	0026	-	-	0,25	7,8854	0,25	7,8854	2028
ГТУ	0027	-	-	0,25	7,8854	0,25	7,8854	2028
ГТУ	0028	-	-	0,25	7,8854	0,25	7,8854	2028
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2028
Итого:	-	-	-	**1,0206**	**32,0438**	**1,0206**	**32,0438**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**1,0206**	**32,0438**	**1,0206**	**32,0438**	2028
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028

Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2028
ГТУ	0026	-	-	0,0102	0,3203	0,0102	0,3203	2028
ГТУ	0027	-	-	0,0102	0,3203	0,0102	0,3203	2028
ГТУ	0028	-	-	0,0102	0,3203	0,0102	0,3203	2028
Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2028
Итого:	-	-	-	**0,3012**	**9,3485**	**0,3012**	**9,3485**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,3012**	**9,3485**	**0,3012**	**9,3485**	2028
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,6023	1,959	0,6023	1,959	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,6023	1,959	0,6023	1,959	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,6023	1,959	0,6023	1,959	2028

Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,6023	1,959	0,6023	1,959	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2028
Итого:	-	-	-	**6,2971**	**10,6453**	**6,2971**	**10,6453**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,69799	22,0117	0,69799	22,0117	2028
Итого:	-	-	-	**0,69799**	**22,0117**	**0,69799**	**22,0117**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**6,99509**	**32,65700**	**6,99509**	**32,65700**	2028
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,2228	0,7246	0,2228	0,7246	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,2228	0,7246	0,2228	0,7246	2028

Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,2228	0,7246	0,2228	0,7246	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,2228	0,7246	0,2228	0,7246	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2028
Итого:	-	-	-	**2,3293**	**3,9383**	**2,3293**	**3,9383**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,25816	8,14123	0,25816	8,14123	2028
Итого:	-	-	-	**0,25816**	**8,14123**	**0,25816**	**8,14123**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**2,58746**	**12,07953**	**2,58746**	**12,07953**	2028
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00291	0,0095	0,00291	0,0095	2028

Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00291	0,0095	0,00291	0,0095	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00291	0,0095	0,00291	0,0095	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00291	0,0095	0,00291	0,0095	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2028
Итого:	-	-	-	**0,03051**	**0,051524**	**0,03051**	**0,051524**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00337	0,10632	0,00337	0,10632	2028
Итого:	-	-	-	**0,00337**	**0,10632**	**0,00337**	**0,10632**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,03388**	**0,157844**	**0,03388**	**0,157844**	2028
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2028

Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00091	0,003	0,00091	0,003	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00091	0,003	0,00091	0,003	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00091	0,003	0,00091	0,003	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00091	0,003	0,00091	0,003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2028
Итого:	-	-	-	**0,00945**	**0,0165072**	**0,00945**	**0,0165072**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00106	0,03342	0,00106	0,03342	2028
Итого:	-	-	-	**0,00106**	**0,03342**	**0,00106**	**0,03342**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,01051**	**0,0499272**	**0,01051**	**0,0499272**	2028
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2028
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2028

Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00183	0,0059	0,00183	0,0059	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00183	0,0059	0,00183	0,0059	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00183	0,0059	0,00183	0,0059	2028
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00183	0,0059	0,00183	0,0059	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2028
Итого:	-	-	-	**0,01918**	**0,032124**	**0,01918**	**0,032124**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00212	0,06683	0,00212	0,06683	2028
Итого:	-	-	-	**0,00212**	**0,06683**	**0,00212**	**0,06683**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,02130**	**0,098954**	**0,02130**	**0,098954**	2028
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**11,82673491**	**113,09882779**	**11,82673491**	**113,09882779**	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	**10,86345691**	**82,72109779**	**10,86345691**	**82,72109779**	-
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00399	0,12575	0,00399	0,12575	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00302	0,09533	0,00302	0,09533	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00065	0,02044	0,00065	0,02044	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00049	0,01549	0,00049	0,01549	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00332	0,1048	0,00332	0,1048	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00252	0,07945	0,00252	0,07945	2028
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,0000039	0,00012	0,0000039	0,00012	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000003	0,00009	0,000003	0,00009	2028
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,000000003	0,00000011	0,000000003	0,00000011	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000000003	0,000000079	0,000000003	0,000000079	2028
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,03323	1,04796	0,03323	1,04796	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,02519	0,79445	0,02519	0,79445	2028
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00083	0,0262	0,00083	0,0262	2028
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00063	0,01986	0,00063	0,01986	2028
Итого по неорганизованным источникам:		**-**	**-**	**0,963278**	**30,37773**	**0,963278**	**30,37773**	-

Таблица 1.8.1.4.4 - Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2029 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2029 год		НДВ		
		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) (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2029
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2029
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0079	0,2501	0,0079	0,2501	2029
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0468	1,4764	0,0468	1,4764	2029
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0309	0,9751	0,0309	0,9751	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2029
ГТУ	0026	-	-	0,1323	4,1693	0,1323	4,1693	2029
ГТУ	0027	-	-	0,1323	4,1693	0,1323	4,1693	2029
ГТУ	0028	-	-	0,1323	4,1693	0,1323	4,1693	2029
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0154	0,3188	0,0154	0,3188	2029
Итого:	-	-	-	**0,5895**	**18,4342**	**0,5895**	**18,4342**	-
Неорганизованные источники								

Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	**-**	**-**	**0,5895**	**18,4342**	**0,5895**	**18,4342**	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2029
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2029
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0013	0,0406	0,0013	0,0406	2029
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0076	0,2399	0,0076	0,2399	2029
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,005	0,1585	0,005	0,1585	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2029
ГТУ	0026	-	-	0,0215	0,6775	0,0215	0,6775	2029
ГТУ	0027	-	-	0,0215	0,6775	0,0215	0,6775	2029
ГТУ	0028	-	-	0,0215	0,6775	0,0215	0,6775	2029
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0025	0,0518	0,0025	0,0518	2029
Итого:	-	-	-	**0,0964**	**2,9954**	**0,0964**	**2,9954**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему	-	-	-	**0,0964**	**2,9954**	**0,0964**	**2,9954**	2029

веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2029
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,00002	0,0004	0,00002	0,0004	2029
Итого:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2029

Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,0005	0,0015	0,0005	0,0015	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,0005	0,0015	0,0005	0,0015	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,0005	0,0015	0,0005	0,0015	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,0005	0,0015	0,0005	0,0015	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2029
Итого:	-	-	-	**0,00517**	**0,0085024**	**0,00517**	**0,0085024**	-
Организованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000578	0,01823	0,000578	0,01823	2029
Итого:	-	-	-	**0,000578**	**0,01823**	**0,000578**	**0,01823**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,005748**	**0,0267324**	**0,005748**	**0,0267324**	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029

Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ГТУ	0026	-	-	0,2089	6,5871	0,2089	6,5871	2029
ГТУ	0027	-	-	0,2089	6,5871	0,2089	6,5871	2029
ГТУ	0028	-	-	0,2089	6,5871	0,2089	6,5871	2029
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2029
Итого:	-	-	-	**0,8973**	**28,1489**	**0,8973**	**28,1489**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,8973**	**28,1489**	**0,8973**	**28,1489**	2029
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029

Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2029
ГТУ	0026	-	-	0,0085	0,2676	0,0085	0,2676	2029
ГТУ	0027	-	-	0,0085	0,2676	0,0085	0,2676	2029
ГТУ	0028	-	-	0,0085	0,2676	0,0085	0,2676	2029
Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2029
Итого:	-	-	-	**0,2961**	**9,1904**	**0,2961**	**9,1904**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,2961**	**9,1904**	**0,2961**	**9,1904**	2028
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,6023	1,8113	0,6023	1,8113	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,6023	1,8113	0,6023	1,8113	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,6023	1,8113	0,6023	1,8113	2029

Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,6023	1,8113	0,6023	1,8113	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2029
Итого:	-	-	-	**6,2971**	**10,0545**	**6,2971**	**10,0545**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,69799	22,0117	0,69799	22,0117	2029
Итого:	-	-	-	**0,69799**	**22,0117**	**0,69799**	**22,0117**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**6,99509**	**32,06620**	**6,99509**	**32,06620**	2028
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,2228	0,6699	0,2228	0,6699	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,2228	0,6699	0,2228	0,6699	2029

Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,2228	0,6699	0,2228	0,6699	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,2228	0,6699	0,2228	0,6699	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2029
Итого:	-	-	-	**2,3293**	**3,7195**	**2,3293**	**3,7195**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,25816	8,14123	0,25816	8,14123	2029
Итого:	-	-	-	**0,25816**	**8,14123**	**0,25816**	**8,14123**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**2,58746**	**11,86073**	**2,58746**	**11,86073**	2029
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00291	0,0087	0,00291	0,0087	2029

Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00291	0,0087	0,00291	0,0087	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00291	0,0087	0,00291	0,0087	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00291	0,0087	0,00291	0,0087	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2029
Итого:	-	-	-	**0,03051**	**0,048324**	**0,03051**	**0,048324**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00337	0,10632	0,00337	0,10632	2029
Итого:	-	-	-	**0,00337**	**0,10632**	**0,00337**	**0,10632**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,03388**	**0,154644**	**0,03388**	**0,154644**	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2029

Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00091	0,0027	0,00091	0,0027	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00091	0,0027	0,00091	0,0027	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00091	0,0027	0,00091	0,0027	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00091	0,0027	0,00091	0,0027	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2029
Итого:	-	-	-	**0,00945**	**0,0153072**	**0,00945**	**0,0153072**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00106	0,03342	0,00106	0,03342	2029
Итого:	-	-	-	**0,00106**	**0,03342**	**0,00106**	**0,03342**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,01051**	**0,0487272**	**0,01051**	**0,0487272**	2029
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2029
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2029

Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00183	0,0055	0,00183	0,0055	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00183	0,0055	0,00183	0,0055	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00183	0,0055	0,00183	0,0055	2029
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00183	0,0055	0,00183	0,0055	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2029
Итого:	-	-	-	**0,01918**	**0,030524**	**0,01918**	**0,030524**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00212	0,06683	0,00212	0,06683	2029
Итого:	-	-	-	**0,00212**	**0,06683**	**0,00212**	**0,06683**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,02130**	**0,097354**	**0,02130**	**0,097354**	2029
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**11,60743491**	**105,36362779**	**11,60743491**	**105,36362779**	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	**10,64415691**	**74,98589779**	**10,64415691**	**74,98589779**	-
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00399	0,12575	0,00399	0,12575	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00302	0,09533	0,00302	0,09533	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00065	0,02044	0,00065	0,02044	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00049	0,01549	0,00049	0,01549	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00332	0,1048	0,00332	0,1048	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00252	0,07945	0,00252	0,07945	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,0000039	0,00012	0,0000039	0,00012	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000003	0,00009	0,000003	0,00009	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,000000003	0,00000011	0,000000003	0,00000011	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000000003	0,000000079	0,000000003	0,000000079	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,03323	1,04796	0,03323	1,04796	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,02519	0,79445	0,02519	0,79445	2029
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00083	0,0262	0,00083	0,0262	2029
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00063	0,01986	0,00063	0,01986	2029
Итого по неорганизованным источникам:		**-**	**-**	**0,963278**	**30,37773**	**0,963278**	**30,37773**	-

Таблица 1.8.1.4.5 - Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Западный Тузколь на 2030 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2030 год		НДВ		
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) (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0066	0,2096	0,0066	0,2096	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0028	0,0883	0,0028	0,0883	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0036	0,1144	0,0036	0,1144	2030
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0042	0,1331	0,0042	0,1331	2030
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0079	0,2501	0,0079	0,2501	2030
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0468	1,4764	0,0468	1,4764	2030
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0309	0,9751	0,0309	0,9751	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,001	0,0325	0,001	0,0325	2030
ГТУ	0026	-	-	0,2121	6,6827	0,2121	6,6827	2030
ГТУ	0027	-	-	0,2121	6,6827	0,2121	6,6827	2030
ГТУ	0028	-	-	0,2121	6,6827	0,2121	6,6827	2030
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0154	0,3188	0,0154	0,3188	2030
Итого:	-	-	-	**0,8289**	**25,9744**	**0,8289**	**25,9744**	-
Неорганизованные источники								

Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	**-**	**-**	**0,8289**	**25,9744**	**0,8289**	**25,9744**	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0011	0,0341	0,0011	0,0341	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0005	0,0143	0,0005	0,0143	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2030
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0007	0,0216	0,0007	0,0216	2030
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0013	0,0406	0,0013	0,0406	2030
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0076	0,2399	0,0076	0,2399	2030
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,005	0,1585	0,005	0,1585	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0002	0,0053	0,0002	0,0053	2030
ГТУ	0026	-	-	0,0345	1,0859	0,0345	1,0859	2030
ГТУ	0027	-	-	0,0345	1,0859	0,0345	1,0859	2030
ГТУ	0028	-	-	0,0345	1,0859	0,0345	1,0859	2030
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0025	0,0518	0,0025	0,0518	2030
Итого:	-	-	-	**0,1354**	**4,2206**	**0,1354**	**4,2206**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему	-	-	-	**0,1354**	**4,2206**	**0,1354**	**4,2206**	2030

веществу:								
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2030
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,00002	0,0004	0,00002	0,0004	2030
Итого:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,00027**	**0,01040**	**0,00027**	**0,01040**	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2030

Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,0005	0,0014	0,0005	0,0014	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,0005	0,0014	0,0005	0,0014	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,0005	0,0014	0,0005	0,0014	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,0005	0,0014	0,0005	0,0014	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00013	0,0000001	0,00013	0,0000001	2030
Итого:	-	-	-	**0,00517**	**0,0081024**	**0,00517**	**0,0081024**	-
Организованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000586	0,01848	0,000586	0,01848	2030
Итого:	-	-	-	**0,000586**	**0,01848**	**0,000586**	**0,01848**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,005756**	**0,0265824**	**0,005756**	**0,0265824**	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030

Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ГТУ	0026	-	-	0,3348	10,5579	0,3348	10,5579	2030
ГТУ	0027	-	-	0,3348	10,5579	0,3348	10,5579	2030
ГТУ	0028	-	-	0,3348	10,5579	0,3348	10,5579	2030
Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2030
Итого:	-	-	-	**1,2750**	**40,0613**	**1,2750**	**40,0613**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**1,2750**	**40,0613**	**1,2750**	**40,0613**	2030
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63А	0001	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0002	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0003	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0004	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0005	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030

Печь ППТМ-0,4Г	0006	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0007	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0008	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,4Г	0010	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0011	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0012	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0013	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0014	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0015	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0016	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0017	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0018	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0019	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ПП-0,63А	0020	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Инсинератор Бренер	0021	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ТДУ Ф-2000-ОС	0022	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0024	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
Печь ППТМ-0,63Г	0025	-	-	0,0102	0,3226	0,0102	0,3226	2030
ГТУ	0026	-	-	0,0136	0,4289	0,0136	0,4289	2030
ГТУ	0027	-	-	0,0136	0,4289	0,0136	0,4289	2030
ГТУ	0028	-	-	0,0136	0,4289	0,0136	0,4289	2030
Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	0029	-	-	0,0156	0,3226	0,0156	0,3226	2030
Итого:	-	-	-	**0,3114**	**9,6743**	**0,3114**	**9,6743**	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,3114**	**9,6743**	**0,3114**	**9,6743**	2030
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0067	0,5609	0,0067	0,5609	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,6023	1,6894	0,6023	1,6894	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,6023	1,6894	0,6023	1,6894	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,6023	1,6894	0,6023	1,6894	2030

Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,6023	1,6894	0,6023	1,6894	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,1606	0,0002	0,1606	0,0002	2030
Итого:	-	-	-	**6,2971**	**9,5669**	**6,2971**	**9,5669**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,70761	22,31531	0,70761	22,31531	2030
Итого:	-	-	-	**0,70761**	**22,31531**	**0,70761**	**22,31531**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**7,00471**	**31,88221**	**7,00471**	**31,88221**	2030
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,0025	0,2075	0,0025	0,2075	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,2228	0,6248	0,2228	0,6248	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,2228	0,6248	0,2228	0,6248	2030

Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,2228	0,6248	0,2228	0,6248	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,2228	0,6248	0,2228	0,6248	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2030
Итого:	-	-	-	**2,3293**	**3,5391**	**2,3293**	**3,5391**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,26172	8,25352	0,26172	8,25352	2030
Итого:	-	-	-	**0,26172**	**8,25352**	**0,26172**	**8,25352**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**2,59102**	**11,79262**	**2,59102**	**11,79262**	2030
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00003	0,0027	0,00003	0,0027	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00291	0,0082	0,00291	0,0082	2030

Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00291	0,0082	0,00291	0,0082	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00291	0,0082	0,00291	0,0082	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00291	0,0082	0,00291	0,0082	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00078	0,000001	0,00078	0,000001	2030
Итого:	-	-	-	**0,03051**	**0,046324**	**0,03051**	**0,046324**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00342	0,10779	0,00342	0,10779	2030
Итого:	-	-	-	**0,00342**	**0,10779**	**0,00342**	**0,10779**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,03393**	**0,154114**	**0,03393**	**0,154114**	2030
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00001	0,0009	0,00001	0,0009	2030

Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00091	0,0026	0,00091	0,0026	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00091	0,0026	0,00091	0,0026	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00091	0,0026	0,00091	0,0026	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00091	0,0026	0,00091	0,0026	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00024	0,0000003	0,00024	0,0000003	2030
Итого:	-	-	-	**0,00945**	**0,0149072**	**0,00945**	**0,0149072**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00107	0,03388	0,00107	0,03388	2030
Итого:	-	-	-	**0,00107**	**0,03388**	**0,00107**	**0,03388**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,01052**	**0,0487872**	**0,01052**	**0,0487872**	2030
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Накопительная емкость V-100 м3	0032	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0033	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0034	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2030
Накопительная емкость V-100 м3	0035	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2030

Накопительная емкость V-100 м3	0036	-	-	0,00002	0,0017	0,00002	0,0017	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0037	-	-	0,00183	0,0051	0,00183	0,0051	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0038	-	-	0,00183	0,0051	0,00183	0,0051	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0039	-	-	0,00183	0,0051	0,00183	0,0051	2030
Накопительная емкость V-2000 м3	0040	-	-	0,00183	0,0051	0,00183	0,0051	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0041	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0042	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0043	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0044	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0045	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0046	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0047	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0048	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0049	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0050	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0051	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0052	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-8 м3	0053	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0054	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0055	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0056	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-63 м3	0057	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0058	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0059	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0060	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0061	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-2 м3	0062	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-40 м3	0063	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	-	-	0,00049	0,000001	0,00049	0,000001	2030
Итого:	-	-	-	**0,01918**	**0,028924**	**0,01918**	**0,028924**	-
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00215	0,06775	0,00215	0,06775	2030
Итого:	-	-	-	**0,00215**	**0,06775**	**0,00215**	**0,06775**	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	**0,02133**	**0,096674**	**0,02133**	**0,096674**	2030
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**12,29211291**	**126,27192779**	**12,29211291**	**126,27192779**	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	**11,31555691**	**95,47519779**	**11,31555691**	**95,47519779**	-
в том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00399	0,12575	0,00399	0,12575	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00302	0,09533	0,00302	0,09533	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00065	0,02044	0,00065	0,02044	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00049	0,01549	0,00049	0,01549	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00332	0,1048	0,00332	0,1048	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00252	0,07945	0,00252	0,07945	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,0000039	0,00012	0,0000039	0,00012	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000003	0,00009	0,000003	0,00009	2030
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,000000003	0,00000011	0,000000003	0,00000011	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,000000003	0,000000079	0,000000003	0,000000079	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,03323	1,04796	0,03323	1,04796	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,02519	0,79445	0,02519	0,79445	2030
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка на ГУ-1	0030	-	-	0,00083	0,0262	0,00083	0,0262	2030
Факельная установка на ГТУ	0031	-	-	0,00063	0,01986	0,00063	0,01986	2030
Итого по неорганизованным источникам:		**-**	**-**	**0,976556**	**30,79673**	**0,976556**	**30,79673**	-

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

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 Западный Тузколь при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Западный Тузколь будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 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 ***воздействию средней значимости*** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;

- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Западный Тузколь ведутся согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»».

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на существующем уровне – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Контролируемые показатели на границе СЗЗ и на территории месторождения: Азота диоксид, Азота оксид, Углерод (Сажа), Углеводороды C_1-C_5, Углеводороды C_6-C_{10}.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха должна проводить организация на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Западный Тузколь 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

Водоснабжение

Существующее водоснабжение на территории месторождения Западный Тузколь обеспечивается привозной водой. В настоящее время водоснабжение вахтового поселка выполняется от двух водозаборных скважин (одна рабочая, одна резервная) дебитом 11 л/сек каждая, оборудованных насосом ЭЦВ 8-40-90.

Для технических нужд вода привозится автоцистернами из водозаборной скважины 3182 с дебитом 11 л/сек, расположенной на расстоянии 55 км от вахтового поселка на территории месторождения Западный Тузколь. Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов, Комитета по водным ресурсам, Министерства сельского хозяйства РК согласовало использование подземных вод для технических нужд из скважины 3182 в количестве 49 $м^3$/сутки (письмо от 27.07.2012 г. № 24.07-02-11/49).

Для питьевых целей в настоящее время используется бутилированная вода, привозимая из города Кызылорда.

Согласно ранее выполненных разведочных работ пресные воды питьевого качества соответствующие действующим Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 в пределах рассматриваемой территории отсутствуют.

Поэтому для использования подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения на месторождении производится их предварительная водоподготовка – опреснение воды и доведение содержания всех лимитирующих компонентов до удовлетворяющих вышеуказанные требования норм.

Схема водоснабжения вахтового поселка следующая: вода из скважины подается в резервуар технической воды емкостью 50 $м^3$, затем насосом производительностью 17 $м^3$/час и напором 10 м подается на станцию (установку) водоподготовки.

Состав станции водоподготовки: механический фильтр, мембранный модуль, укомплектованный обратноосмотическими мембранными элементами. После очистки вода сливается в резервуар чистой воды и далее насосной установкой Grundfos Hydro Multi-E 2 CRE 10-3 производительностью 30 $м^3$/час (на базе двух насосов) подается потребителю.

Водоотведение

В результате производственной деятельности ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» формируются следующие категории сточных вод:

- *хозяйственно-бытовые сточные воды* от вахтового поселка, и объектов месторождения - замерных, групповых установок и др.
- *производственные стоки:* при водоподготовке от промывки фильтров установки обратного осмоса; пластовая вода, образующаяся при сепарации нефти от воды на групповых установках.
- *поверхностные атмосферные стоки* от талых и дождевых осадков с административной территории вахтового поселка и производственной территории удаляются открытым способом по спланированной поверхности.

Хозяйственно-бытовая канализация.

Водоотводящая сеть решена в двух системах: самотёчной и напорной. На территории вахтового поселка предприятия ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» функционирует система хоз-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки по напорным трубопроводам оборудованной решетками. За основу принята схема анаэробно-аэробная очистка в трех ступенчатых биопрудах.

С 2019 года введена в эксплуатацию биопруды, для биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и близких к ним по составу производственных сточных вод вахтового поселка с естественной аэрацией производительностью 400 $м^3$/сутки.

Участок для биопрудов расположен в 600 м северо-западнее вахтового городка месторождения Западный Тузколь. За основу принят типовой проект «Аэрируемые биопруды для очистных сточных вод». Площадь территории расположения биопрудов - 10 га. Размер площадки 250х400 м.

Для очистки сточных вод на месторождении Западный Тузколь предусмотрены 3-х ступенчатые биопруды с естественной аэрацией. Природные условия расположения биопрудов характеризуются следующими данными:

- первый - слой супеси, pN2, вскрытой мощностью 0,60 - 2,90 м;
- второй - слой песка средней крупности, pN2, вскрытой мощностью 2,0 - 3,0 м;
- третий - слой песка мелкого, pN2, вскрытой мощностью 0,40 - 3,70 м;
- четвертый - слой песка пылеватого, vQ ,вскрытой мощностью 3,0 - 6,0 м;

- грунтовые воды на глубине 10 м не вскрыты;
- нормативная глубина промерзания грунта для суглинков - 1,69 м, для песков - 2,06 м.

Состав биопрудов: колодец гаситель; первая ступень биопруда; вторая ступень биопруда; третья ступень биопруда; колодец забора воды на полив.

Биологические пруды представляют собой пруды прямоугольной формы в плане:

- анаэробный биопруд с естественной аэрацией I ступени - верхним размером 32 х 32 м, глубиной - 5,0 м.
- биопруд с естественной аэрацией II ступени - верхним размером 82 х 47 м, глубиной 3,0 м.
- биопруд с естественной аэрацией III ступени - верхним размером 180 х 64 м, глубиной 3,5 м.

Для предотвращения разрастания водной растительности и подмыва грунта, на полосе уровня воды высотой 0,5 м выше и 1,0 м ниже уреза воды обкладывается щебеночная подготовка, толщиной 60 мм с трамбовкой. В целях значительного снижения фильтрации сточных вод предусмотрено устройство глиняного экрана толщиной 0,4 м. Для сведения фильтрации из биопрудов к минимуму дополнительно предусмотрено покрытие днищ с «заходом» на откос из полиэтиленовой пленки низкой плотности по ГОСТ 10354-82 толщиной 0,4 мм. Поверху предусмотрен защитный слой из местного песка средней крупности толщиной 200 мм. Концентрация загрязнений в поступающей сточной воде по $БПК_{полн}$ и взвешенным веществам 200 мг/л. После биопрудов полная биологическая очистка с доведением концентрации по $БПК_{полн}$ и взвешенным веществам до 15 мг/л. Поступление сточной воды напорное до колодца гасителя. Последняя ступень очистки используется в качестве пруда накопителя-испарителя. Общий эффект очистки сточных вод в биопрудах составляет: $Э_{вв}$ = 98,4 %; $Э_{БПК}$ = 91-95 %; $Э_{фосф.}$ = 89,1 %; $Э_{общего\ азота}$ = 27,3%; $Э_{азота\ аммонийного}$ = 15,9%; $Э_{хлоридов}$ = 3,3%. Прозрачность сточных вод увеличивается в 7,5-10,7 раза и уменьшается количество бактерий более чем в 12 раз.

В виду значительных объемов накопительного пруда, образующиеся осадки несравнимо малы, поэтому очистка накопительного пруда не предполагается. Часть очищенной сточной воды из накопительного пруда используется на полив зелёных насаждений и дорожных покрытий.

Производственная канализация.

Пластовая вода на месторождении Западный Тузколь образующаяся при сепарации нефти на групповых установках, собирается в резервуары пластовой воды (V = 2000 $м^3$),

отстаивается в них, перекачивается на водораспределительные пункты, распределяется по нагнетательным скважинам для обратной закачки их в пласт, для поддержания пластового давления месторождения.

Ориетировочный водный баланс объекта

Ориентировочное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» выполнено на основании рекомендаций:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения».
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

При расчете ориентировочной потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хоз-бытовые нужды – 0,1 $м^3$/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 $м^3$ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 $м^3$ на 1 кг сухого белья;
- норма потребления воды на питьевые нужды - 2 литра или 0,002 $м^3$ на человека в смену (бутилированная вода) согласно пункту 111 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;
- ориентировочное количество работающего персонала на месторождении Западный Тузколь – 384 человек.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на период реализации проектных решений вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения Западный Тузколь будут представлены в таблице 1.8.2.1.1.

Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма потреб-ления воды, $м^3$/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				$м^3$/сут	$м^3$/год	$м^3$/сут	$м^3$/год
Питьевые нужды	1 работающий	384	0,002	0,768	280,32	Безвозвратная вода	
Хозбытовые нужды	1 житель	384	0,12	46,08	16819,2	46,08	16819,2
Столовая	12 условных блюд в сутки	384	0,012	55,296	20183,04	55,296	20183,04
Прачечная	1 кг сухого белья	384	0,04	15,36	5606,4	15,36	5606,4
Всего:				**117,504**	**42888,96**	**116,736**	**42608,64**
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	5,8752	2144,448	5,8368	2130,432
Итого:				**123,3792**	**45033,408**	**122,573**	**44739,072**

Примечание: Вода для питьевых нужд (бутилированная вода) после использования рабочим персоналом будет являться безвозвратной водой.

В рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671» и составят:

- Водопотребление - ***1391,975 $м^3$***, из них: ***на технические нужды – 1005,43 $м^3$***, ***на хозяйственно-бытовые нужды – 386,545 $м^3$.***
- Водоотведение – ***1105,58 $м^3$***, из них: ***на технические нужды – 804,344 $м^3$, на хозяйственно-бытовые нужды – 301,236 $м^3$.***

Объем безвозвратного потребления воды составит – 286,395 $м^3$.

В процессе буровых операций образуются буровые сточные воды. Количество образования буровых сточных вод при строительстве 1 проектной скважины ориентировочно составит ***172,96 $м^3$***.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.2.1.2.

Таблица 1.8.2.1.2 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Западный Тузколь

Нефтяные залежи				
Годы	**Ввод скважин из бурения, ед.****		**Водопотребление, м^3***	**Водоотведение, м^3***
	Добывающие	**Нагнетательные**		
1 вариант разработки				
2026	2	-	2783,95	2211,16
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	-	-	-
2030	-	-	-	-
2 вариант разработки - рекомендуемый				
2026	8	-	11135,80	8844,64
2027	4	-	5567,90	4422,32
2028	4	-	5567,90	4422,32
2029	4	-	5567,90	4422,32
2030	4	-	5567,90	4422,32

*Примечание: * - Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671»;*

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

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Западный Тузколь будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависти от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды. Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды. Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество

грунтовых вод. Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Западный Тузколь при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Западный Тузколь присваивается ***средняя*** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Подземные воды

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 нефтегазовых месторождений.

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 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.

Согласно «Программе экологического контроля на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671 проводится мониторинг качества подземных вод в установленном режиме по скважинам №№ 3182, 5532.

В соответствии с Программой производственного экологического контроля отбор проб воды выполняется для следующих ингредиентов: Кальций, Магний, Азот аммонийный, Железо общее, Карбонаты, Гидрокарбонаты, Хлориды, Сульфаты, Нитраты, Нитриты, Фториды валовое содержание, Сухой остаток, Жесткость общая, pH.

Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Сточные воды

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в процессе жизнедеятельности персонала. Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования.

В настоящее время, согласно «Программе экологического контроля на объектах ТОО

«ТузкольМунайГаз Оперейтинг» контрактной территории №4671, контроль за сточными водами осуществляется в биологическом пруду на месторождении Западный Тузколь.

Пробы сточной воды отбираются на анализ по следующим показателям: Взвешенные вещества; Сульфаты; Хлориды; Аммоний-ион; Нитриты; Нитраты; Нефтепродукты; СПАВ; Железо общее; Фосфаты; БПК.

Концентрация загрязняющих веществ в отобранных пробах сравниваются с установленными нормативами допустимых сбросов (НДС).

Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

В рамках проведения мониторинга водных ресурсов рекомендуется продолжить исследование качества подземных и сточных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

По величине извлекаемых запасов месторождение Западный Тузколь относится к средним. Структура имеет сложное строение. На территории месторождения выделяется три свода, по каждому из которых, в свою очередь, выделяются более мелкие локальные куполовидные структуры, к которым приурочены отдельные нефтяные и газонефтяные залежи с разными уровнями межфлюидных контактов. Пласты-коллекторы продуктивных горизонтов обладают высокой неоднородностью и фациальной изменчивостью по площади и разрезу месторождения. Залежи зачастую осложнены многочисленными и, в ряде случаев, обширными зонами замещения коллекторов, тектоническими нарушениями и выступами домезозойского фундамента.

По месторождению Западный Тузколь произведены три оперативных подсчета запасов в 2012, 2013 и 2014 гг., последний полноценный подсчет запасов произведен в 2017 г., в 2020 г составлен отчет «Прирост и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1».

В 2016-2017 гг. институтом ТОО «НПЦ ТуранГео» «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь, по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» был утвержден ГКЗ РК (Протокол № 1811-17-У) от 19 мая 2017 г. по результатам бурения 36 опережающе-добывающих и 6 разведочных скважин, пробуренных за период с 2014 по 2015 гг. Утвержденные ГКЗ РК геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Западный Тузколь составили по продуктивным горизонтам в следующих количествах и по категориям:

нефть

по категории C_1 – 36287/13199 тыс.т.;

по категории C_2 – 5281/938 тыс.т.;

растворенный газ

по категории C_1 – 2469,7/853 млн.м^3;

по категории C_2 – 392,2/68,7 млн.м^3;

свободный газ

по категории C_1 – 9,9/8,9 млн.м^3.

В 2021 г. был составлен отчет «Прирост и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 по состоянию на 01.10.2020 г.». При составлении этого отчета учитывались данные бурения 5 скважин из числа пробуренных после отчета. Утвержденные ГКЗ РК

геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Западный Тузколь составили по продуктивным горизонтам в следующих количествах и по категориям (Протокол ГКЗ РК № 2318-21-У от 08.06.2021 г.):

нефть

по категории C_1 – 37128/13493 тыс.т.;

по категории C_2 – 5015/890 тыс.т.;

растворенный газ

по категории C_1 – 2542/879 млн.м^3;

по категории C_2 – 384/67 млн.м^3;

свободный газ

по категории C_1 – 21,5/19,3 млн.м^3.

После работы «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь, по состоянию на 02.01.2016 г.» было пробурено 85 скважин, по результатам бурения которых был составлен отчет «**Пересчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь по состоянию на 02.01.2023 г.**». Запасы нефти и растворенного в нефти газа были оценены по категориям В, C_1, C_2. Запасы утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2676-24-У от 19.06.2024 г.) в следующих количествах и распределены по категориям:

нефть

по категории В – 9471/3681 тыс.т;

по категории C_1 – 28995/10844 тыс.т;

по категории В+C_1 – 38466/14525 тыс.т;

по категории C_2 – 7205/1260 тыс.т;

растворенный газ

по категории В – 369/129,5 млн.м^3;

по категории C_1 – 2001,4/697,2 млн.м^3;

по категории В+C_1 – 2370,4/826,7 млн.м^3;

по категории C_2 – 530,9/92,3 млн.м^3;

свободный газ

по категории C_1 – 14,1/12,7 млн.м^3.

В таблицах 1.8.3.1.1-1.8.3.1.2 представлены подсчитанные по состоянию на 02.01.2023 г. начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, а также растворенного и свободного газа по месторождению Западный Тузколь утвержденные ГКЗ РК, и числящиеся на Государственном балансе на дату выполнения настоящей работы.

В таблице 1.8.3.1.3 приведены накопленная добыча, остаточные балансовые и

извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по объектам разработки и в целом по месторождению.

На дату отчета по I объекту разработки остаточные балансовые запасы нефти составляют 8569,2 тыс.т, извлекаемые – 3057,2 тыс.т, остаточные балансовые запасы растворенного газа составили 1,69 млн.м^3, извлекаемые – 0,29 млн.м^3.

По II объекту разработки остаточные балансовые запасы нефти составляют 1650 тыс.т, извлекаемые – 466 тыс.т, остаточные балансовые запасы растворенного газа составили 4,8 млн.м^3, извлекаемые – 1,2 млн.м^3.

По III объекту разработки балансовые запасы нефти составляют 23946,9 тыс.т, извлекаемые – 6701,9 тыс.т, балансовые запасы растворенного газа составили 2176 млн.м^3, извлекаемые – 637,3 млн.м^3.

В целом по месторождению остаточные балансовые запасы нефти составляют 34166,1 тыс.т, извлекаемые – 10225,1 тыс.т, остаточные балансовые запасы растворенного газа составили 2182,6 млн.м^3, извлекаемые – 638,9 млн.м^3.

По результатам вышеназванного отчета Пересчет запасов 2024 г. получено увеличение запасов нефти и растворенного газа по сравнению с запасами, числящимися на Государственном балансе.

По категории В геологические запасы нефти по месторождению оценены впервые и составили 9471 тыс.т, извлекаемые запасы – 3681 тыс.т. По категории C_1 геологические запасы нефти по месторождению уменьшились на 8133 тыс.т (-21,9 %), извлекаемые запасы уменьшились на 2649 тыс.т (-19,6 %). По промышленным категориям В+C_1 геологические запасы нефти по месторождению увеличились на 1338 тыс.т (+3,6 %), извлекаемые запасы увеличились на 1032 тыс.т (7,6 %). По категории C_2 геологические запасы нефти увеличились на 2190 тыс.т (+43,7 %), извлекаемые запасы увеличились на 370 тыс.т (+41,6 %). Соотношение геологических запасов промышленных категорий В и C_1 к C_2 составило 84,2/15,8 %. Увеличение геологических запасов нефти в целом по месторождению произошло, главным образом, в результате увеличения нефтенасыщенных объемов в результате выполненных в отчете структурных перестроений и бурения новых скважин. Увеличение запасов категории C_2 в большей степени, чем по категории C_1, произошло, в основном за счет отнесения к категории C_2 части запасов по новым залежам и на увеличившейся площади нефтеносности, а также в результате разделения горизонтов М-0-1-А и М-0-2-А на две пачки, в результате чего часть объектов опробования сейчас относится только к одной из двух пачек.

Таблица 1.8.3.1.1 – Месторождение Западный Тузколь. Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 02.01.2023 г.

Свод	Залежь	Зона	Категория (местоположение в залежи)	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Средневзвешенная эффективная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м^3	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см^3	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения, д. ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Газосодержание, м^3/т	Начальные геол. запасы растворенного газа, млн.м^3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м^3
							Открытой пористости	Нефте-насыщенности	Пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт А-1-1																
С3	1(1)	ЧНЗ	В (ЗТ-160)	85	11,9	1012	0,24	0,69	0,996	0,883	147	0,400	59	0,21	0,0	0,0
			В (ЗТ-150)	47	17,4	818	0,24	0,69	0,996	0,883	119	0,400	48	0,21	0,0	0,0
			C_1	237	7,8	1849	0,24	0,69	0,996	0,883	269	0,400	108	0,21	0,1	0,0
		ВНЗ	В (ЗТ-50)	1825	13,3	24273	0,27	0,71	0,996	0,883	4092	0,400	1637	0,21	0,9	0,3
			В (ЗТ-116)	49	15,8	774	0,27	0,71	0,996	0,883	130	0,400	52	0,21	0,0	0,0
			В (ЗТ-32)	187	10,4	1945	0,27	0,71	0,996	0,883	328	0,400	131	0,21	0,1	0,0
			C_1	4426	5,5	24343	0,27	0,71	0,996	0,883	4104	0,400	1642	0,21	0,9	0,3
Всего по залежи 1 (1)			**В**	**2193**	**13,1**	**28822**					**4816**		**1927**		**1,0**	**0,3**
			C_1	**4663**	**5,6**	**26192**					**4373**		**1750**		**1,0**	**0,3**
			В+C_1	**6856**	**8,0**	**55014**					**9189**		**3677**		**2,0**	**0,6**
Всего по горизонту А-1-1			**В**	**2193**		**28822**					**4816**		**1927**		**1,0**	**0,3**
			C_1	**4663**		**26192**					**4373**		**1750**		**1,0**	**0,3**
			В+C_1	**6856**		**55014**					**9189**		**3677**		**2,0**	**0,6**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт А-1-4																
СЗ	1 (2)	ЧНЗ	В (ЗТ-161)	38	13,0	494	0,19	0,68	0,983	0,820	51	0,574	29	3,1	0,2	0,1
		ВНЗ	В (ЗТ-47)	78	11,1	866	0,25	0,68	0,983	0,820	119	0,574	68	3,1	0,4	0,2
			В (ЗТ-53)	49	4,8	235	0,25	0,68	0,983	0,820	32	0,574	18	3,1	0,1	0,1
			В (ЗТ-50)	49	4,7	230	0,25	0,68	0,983	0,820	32	0,574	18	3,1	0,1	0,1
			В (ЗТ-22)	49	10,6	519	0,25	0,68	0,983	0,820	71	0,574	41	3,1	0,2	0,1
			В (ЗТ-2)	49	3,3	162	0,25	0,68	0,983	0,820	22	0,574	13	3,1	0,1	0,0
			В (ЗТ-59)	49	4,5	221	0,25	0,68	0,983	0,820	30	0,574	17	3,1	0,1	0,1
			В (ЗТ-155)	49	6,3	309	0,25	0,68	0,983	0,820	42	0,574	24	3,1	0,1	0,1
			В (ЗТ-170)	49	6,7	328	0,25	0,68	0,983	0,820	45	0,574	26	3,1	0,1	0,1
			В (ЗТ-51)	128	4,8	614	0,25	0,68	0,983	0,820	84	0,574	48	3,1	0,3	0,1
			C_1	3370	4,7	15839	0,25	0,68	0,983	0,820	2170	0,574	1246	3,1	6,7	3,9
Всего по залежи 1 (2)			**В**	**587**	**6,8**	**3978**					**528**		**302**		**1,7**	**1,0**
			C_1	**3370**	**4,7**	**15839**					**2170**		**1246**		**6,7**	**3,9**
			В+C_1	**3957**	**5,0**	**19817**					**2698**		**1548**		**8,4**	**4,9**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-93	ВНЗ	C_1	241	2,7	651	0,22	0,68	0,983	0,820	79	0,574	45	3,1	0,2	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-93			**C_1**	**241**	**2,7**	**651**					**79**		**45**		**0,2**	**0,1**
Всего по гор-ту А-1-4			**В**	**587**		**3978**					**528**		**302**		**1,7**	**1,0**
			C_1	**3611**		**16490**					**2249**		**1291**		**6,9**	**4,0**
			В+C_1	**4198**		**20468**					**2777**		**1593**		**8,6**	**5,0**
Горизонт М-0-1-А																
СЗ	1 (3)	ЧНЗ	C_1	633	4,9	3102	0,20	0,55	0,805	0,803	221	0,350	77	72,2	16,0	5,6
		ЧНЗ	C_2	53	5,3	281	0,20	0,55	0,805	0,803	20	0,175	4	72,2	1,4	0,3
		ВНЗ	C_1 (север)	398	4,3	1711	0,18	0,54	0,805	0,803	108	0,350	38	72,2	7,8	2,7
		ВНЗ	C_1 (юг)	58	2,5	145	0,18	0,54	0,805	0,803	9	0,350	3	72,2	0,6	0,2
		ВНЗ	C_2 (запад)	528	3,0	1584	0,18	0,54	0,805	0,803	100	0,175	18	72,2	7,2	1,3
		ВНЗ	C_2 (восток)	159	1,8	286	0,18	0,54	0,805	0,803	18	0,175	3,2	72,2	1,3	0,2
Всего по залежи 1 (3)			**C_1**	**1089**	**4,6**	**4958**					**338**		**118**		**24,4**	**8,5**
			C_2	**740**	**2,9**	**2151**					**138**		**25**		**9,9**	**1,8**
СЗ	р-н скв. ЗТ-166	ЧНЗ	C_2	63	0,4	25	0,16	0,52	0,805	0,803	1	0,175	0,2	72,2	0,1	0,0
		ВНЗ		725	0,7	508	0,16	0,52	0,805	0,803	27	0,175	5	72,2	1,9	0,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-166			**C_2**	**788**	**0,7**	**533**					**28**		**5,2**		**2,0**	**0,4**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
СЗ	р-н скв. ЗТ-172	ВНЗ	C_2	78	1,7	133	0,17	0,66	0,805	0,803	10	0,175	2	72,2	0,7	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-172			**C_2**	**78**	**2**	**133**					**10**		**2**		**0,7**	**0,1**
СЗ	р-н скв. ЗТ-173	ВНЗ	C_2	47	1,5	71	0,17	0,54	0,805	0,803	4	0,175	0,7	72,2	0,3	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-173			**C_2**	**47**	**1,5**	**71**					**4**		**0,7**		**0,3**	**0,1**
Ц	1(4)	ЧНЗ	C_1 (север)	13	3,4	44	0,22	0,58	0,805	0,803	4	0,350	1	72,2	0,3	0,1
		ЧНЗ	C_1 (юг)	573	2,4	1375	0,22	0,58	0,805	0,803	113	0,350	40	72,2	8,2	2,9
		ВНЗ	C_1	867	1,1	954	0,19	0,52	0,805	0,803	61	0,350	21	72,2	4,4	1,5
Всего по залежи 1 (4)			**C_1**	**1453**	**1,6**	**2373**					**178**		**62**		**12,9**	**4,5**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-345	ЧНЗ	C_2 (запад)	122	0,8	98	0,17	0,71	0,833	0,828	8	0,175	1,4	70,7	0,6	0,1
		ВНЗ	C_2 (север)	142	0,8	114	0,16	0,64	0,833	0,828	8	0,175	1,4	70,7	0,6	0,1
		ВНЗ	C_2 (юг)	100	0,8	80	0,16	0,64	0,833	0,828	6	0,175	1,1	70,7	0,4	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-345			**C_2**	**364**	**0,8**	**292**					**22**		**4**		**1,6**	**0,3**
ЮВ	1 (5)	ЧНЗ	C_1	372	3,4	1265	0,25	0,67	0,833	0,828	146	0,350	51	70,7	10,3	3,6
		ЧНЗ	C_2	52	2,5	130	0,25	0,67	0,833	0,828	15	0,175	3	70,7	1,1	0,2
		ВНЗ	C_1	263	5,5	1447	0,25	0,67	0,833	0,828	167	0,350	58	70,7	11,8	4,1
		ВНЗ	C_2	353	1,1	388	0,25	0,67	0,833	0,828	45	0,175	8	70,7	3,2	0,6
Всего по залежи 1 (5)			**C_1**	**635**	**4,3**	**2712**					**313**		**109**		**22,1**	**7,7**
			C_2	**405**	**1,3**	**518**					**60**		**11**		**4,3**	**0,8**
ЮВ	2 (6)	ЧНЗ	C_1 (север)	2385	2,0	4770	0,19	0,64	0,833	0,828	400	0,350	140	70,7	28,3	9,9
		ЧНЗ	C_1 (юг)	679	2,0	1358	0,19	0,64	0,833	0,828	114	0,350	40	70,7	8,1	2,8
		ЧНЗ	C_2 (запад)	1677	1,5	2516	0,19	0,64	0,833	0,828	211	0,175	37	70,7	14,9	2,6
		ЧНЗ	C_2 (восток)	291	1,6	466	0,19	0,64	0,833	0,828	39	0,175	7	70,7	2,8	0,5
		ВНЗ	C_1	415	1,8	747	0,19	0,64	0,833	0,828	63	0,350	22	70,7	4,5	1,6
		ВНЗ	C_2	599	1,0	599	0,19	0,64	0,833	0,828	50	0,175	9	70,7	3,5	0,6
Всего по залежи 2 (6)			**C_1**	**3479**	**2,0**	**6875**					**577**		**202**		**40,9**	**14,3**
			C_2	**2567**	**1,4**	**3581**					**300**		**53**		**21,2**	**3,7**
ЮВ	3 (7)	ВНЗ	C_1	57	0,4	23	0,32	0,55	0,833	0,828	3	0,350	1	70,7	0,2	0,1
Всего по залежи 3 (7)			**C_1**	**57**	**0,4**	**23**					**3**		**1**		**0,2**	**0,1**
Всего по горизонту М-0-1-А			**C_1**	**6713**		**16941**					**1409**		**492**		**100,5**	**35,1**
			C_2	**4989**		**7279**					**562**		**101**		**40,0**	**7,2**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Горизонт М-0-1-А'																
СЗ	р-н скв. ЗТ-2	ЧНЗ	В	59	4,9	289	0,23	0,59	0,805	0,803	25	0,350	9	72,2	1,8	0,6
		ЧНЗ	C_1 (север)	75	4,8	360	0,23	0,59	0,805	0,803	32	0,350	11	72,2	2,3	0,8
		ЧНЗ	C_1 (юг)	262	3,4	891	0,23	0,59	0,805	0,803	78	0,350	27	72,2	5,6	1,9
		ЧНЗ	C_1 (запад)	132	3,9	515	0,23	0,59	0,805	0,803	45	0,350	16	72,2	3,2	1,2
		ЧНЗ	C_1 (восток)	116	2,6	302	0,23	0,59	0,805	0,803	26	0,350	9	72,2	1,9	0,6
		ЧНЗ	C_2 (запад)	148	4,2	622	0,23	0,59	0,805	0,803	55	0,175	10	72,2	4,0	0,7
		ЧНЗ	C_2 (восток)	245	1,6	392	0,23	0,59	0,805	0,803	34	0,175	6	72,2	2,5	0,4
		ВНЗ	В	63	4,5	284	0,24	0,70	0,805	0,803	31	0,350	11	72,2	2,2	0,8
		ВНЗ	C_1 (юг)	1318	2,4	3163	0,24	0,70	0,805	0,803	343	0,350	120	72,2	24,8	8,7
		ВНЗ	C_2	1000	1,9	1900	0,24	0,70	0,805	0,803	206	0,175	36	72,2	14,9	2,6
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-2			**В**	**122**	**4,7**	**573**					**56**		**20**		**4,0**	**1,4**
			C_1	**1903**	**2,7**	**5231**					**524**		**183**		**37,8**	**13,2**
			В+C_1	**2025**	**2,9**	**5804**					**580**		**203**		**41,8**	**14,6**
			C_2	**1393**	**2,1**	**2914**					**295**		**52**		**21,4**	**3,7**
Всего по горизонту М-0-1-А'			**В**	**122**		**573**					**56**		**20**		**4,0**	**1,4**
			C_1	**1903**		**5231**					**524**		**183**		**37,8**	**13,2**
			В+C_1	**2025**		**5804**					**580**		**203**		**41,8**	**14,6**
			C_2	**1393**		**2914**					**295**		**52**		**21,4**	**3,7**
Горизонт М-0-1-Б																
СЗ	1 (8)	ЧНЗ	C_1	56	3,7	207	0,21	0,57	0,882	0,816	18	0,350	6	34,8	0,6	0,2
		ВНЗ	В	49	2,5	123	0,21	0,58	0,882	0,816	11	0,350	4	34,8	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1	1231	2,7	3324	0,21	0,58	0,882	0,816	291	0,350	102	34,8	10,1	3,5
Всего по залежи 1 (8)			**В**	**49**	**2,5**	**123**					**11**		**4**		**0,4**	**0,1**
			C_1	**1287**	**2,7**	**3531**					**309**		**108**		**10,7**	**3,7**
			В+C_1	**1336**	**2,7**	**3654**					**320**		**112**		**11,1**	**3,8**
СЗ	2 (9)	ЧНЗ	В (ЗТ-45)	40	4,2	168	0,27	0,62	0,882	0,816	20	0,350	7	34,8	0,7	0,2
		ЧНЗ	В (ЗТ-200)	36	7,5	270	0,27	0,62	0,882	0,816	33	0,350	12	34,8	1,1	0,4
		ЧНЗ	C_1	595	7,5	4463	0,27	0,62	0,882	0,816	538	0,350	188	34,8	18,7	6,5
		ЧНЗ	C_2	71	11,0	781	0,27	0,62	0,882	0,816	94	0,175	16	34,8	3,3	0,6
		ВНЗ	В (ЗТ-45)	10	3,3	33	0,22	0,64	0,882	0,816	3	0,350	1	34,8	0,1	0,0
		ВНЗ	В (ЗТ-200)	13	6,2	81	0,22	0,64	0,882	0,816	8	0,350	3	34,8	0,3	0,1
		ВНЗ	C_1 (запад)	306	1,3	398	0,22	0,64	0,882	0,816	40	0,350	14	34,8	1,4	0,5
		ВНЗ	C_1 (восток)	553	3,3	1825	0,22	0,64	0,882	0,816	185	0,350	65	34,8	6,4	2,3
		ВНЗ	C_2	829	3,9	3233	0,22	0,64	0,882	0,816	328	0,175	57	34,8	11,4	2,0

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по залежи 2 (9)			**В**	**99**	**5,6**	**552**					**64**		**23**		**2,2**	**0,7**
			C_1	**1454**	**4,6**	**6686**					**763**		**267**		**26,5**	**9,3**
			В+C_1	**1553**	**4,7**	**7238**					**827**		**290**		**28,7**	**10,0**
			C_2	**900**	**4,5**	**4014**					**422**		**73**		**14,7**	**2,6**
СЗ	р-н скв. ЗТ-216	ЧНЗ	C_2	52	3,3	172	0,19	0,70	0,882	0,816	16	0,175	3	34,8	0,6	0,1
		ВНЗ	C_2	322	1,5	483	0,19	0,70	0,882	0,816	46	0,175	8	34,8	1,6	0,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-216			**C_2**	**374**	**1,8**	**655**					**62**		**11**		**2,2**	**0,4**
Ц	1 (10)	ВНЗ	C_1	706	1,3	918	0,27	0,52	0,789	0,820	83	0,350	29	98,0	8,1	2,8
Всего по залежи 1 (10)			**C_1**	**706**	**1,3**	**918**					**83**		**29**		**8,1**	**2,8**
Ц	2 (11)	ЧНЗ	В (ЗТ-7)	49	8,7	426	0,19	0,56	0,789	0,820	29	0,350	10	98,0	2,8	1,0
		ЧНЗ	В (ЗТ-118)	21	5,0	105	0,19	0,56	0,789	0,820	7	0,350	2	98,0	0,7	0,2
		ЧНЗ	C_1	287	7,2	2066	0,19	0,56	0,789	0,820	142	0,350	50	98,0	13,9	4,9
		ВНЗ	В	29	5,3	154	0,19	0,56	0,789	0,820	11	0,350	4	98,0	1,1	0,4
		ВНЗ	C_1	1133	3,2	3626	0,19	0,56	0,789	0,820	250	0,350	88	98,0	24,5	8,6
Всего по залежи 2 (11)			**В**	**99**	**6,9**	**685**					**47**		**16**		**4,6**	**1,6**
			C_1	**1420**	**4,0**	**5692**					**392**		**138**		**38,4**	**13,5**
			В+C_1	**1519**	**4,2**	**6377**					**439**		**154**		**43,0**	**15,1**
ЮВ	2(13)	ЧНЗ	C_1	731	3,4	2485	0,17	0,56	0,825	0,815	159	0,350	56	70,2	11,2	3,9
		ЧНЗ	C_2	566	3,3	1868	0,17	0,56	0,825	0,815	120	0,175	21	70,2	8,4	1,5
		ВНЗ	C_1	597	2,1	1254	0,14	0,59	0,825	0,815	70	0,350	25	70,2	4,9	1,8
		ВНЗ	C_2 (запад)	571	1,8	1028	0,14	0,59	0,825	0,815	57	0,175	10	70,2	4,0	0,7
		ВНЗ	C_2 (восток)	105	1,1	116	0,14	0,59	0,825	0,815	6	0,175	1	70,2	0,4	0,1
Всего по залежи 2 (13)			**C_1**	**1328**	**2,8**	**3739**					**229**		**81**		**16,1**	**5,7**
			C_2	**1242**	**2,4**	**3012**					**183**		**32**		**12,8**	**2,3**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-304	ЧНЗ	C_1	40	1,0	40	0,21	0,51	0,825	0,815	3	0,350	1	70,2	0,2	0,1
		ВНЗ		176	0,9	158	0,21	0,51	0,825	0,815	11	0,350	4	70,2	0,8	0,3
Всего по залежи р-не скв. ЗТ-304			**C_1**	**216**	**0,9**	**198**					**14**		**5**		**1,0**	**0,4**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-9	ЧНЗ	В (ЗТ-74)	49	5,3	260	0,19	0,58	0,825	0,815	19	0,350	7	70,2	1,3	0,5
		ЧНЗ	В (ЗТ-40)	49	2,1	103	0,19	0,58	0,825	0,815	8	0,350	3	70,2	0,6	0,2
		ЧНЗ	В (ЗТ-314)	49	7,2	353	0,19	0,58	0,825	0,815	26	0,350	9	70,2	1,8	0,6
		ЧНЗ	В (ЗТ-317)	49	2,3	113	0,19	0,58	0,825	0,815	8	0,350	3	70,2	0,6	0,2
		ЧНЗ	В (ЗТ-9)	49	5,6	274	0,19	0,58	0,825	0,815	20	0,350	7	70,2	1,4	0,5

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЮВ	р-н скв. ЗТ-9	ЧНЗ	В (ЗТ-80)	49	4,0	196	0,19	0,58	0,825	0,815	15	0,350	5	70,2	1,1	0,4
		ЧНЗ	В (ЗТ-327)	49	3,1	152	0,19	0,58	0,825	0,815	11	0,350	4	70,2	0,8	0,3
		ЧНЗ	В (ЗТ-331)	141	7,8	1100	0,19	0,58	0,825	0,815	82	0,350	29	70,2	5,8	2,0
		ЧНЗ	C_1	11214	3,5	39249	0,19	0,58	0,825	0,815	2908	0,350	1018	70,2	204,1	71,5
		ЧНЗ	C_2 (запад)	794	4,5	3573	0,19	0,58	0,825	0,815	265	0,175	46	70,2	18,6	3,2
		ЧНЗ	C_2 (восток)	660	0,5	330	0,19	0,58	0,825	0,815	24	0,175	4	70,2	1,7	0,3
		ЧНЗ	C_2 (юг)	1423	2,1	2988	0,19	0,58	0,825	0,815	221	0,175	39	70,2	15,5	2,7
		ВНЗ	В (ЗТ-302)	27	2,5	68	0,22	0,58	0,825	0,815	6	0,350	2	70,2	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-302)	54	3,7	200	0,22	0,58	0,825	0,815	17	0,350	6	70,2	1,2	0,4
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-126)	95	4,2	399	0,22	0,58	0,825	0,815	34	0,350	12	70,2	2,4	0,8
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-65)	40	1,8	72	0,22	0,58	0,825	0,815	6	0,350	2	70,2	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-74)	151	4,4	664	0,22	0,58	0,825	0,815	57	0,350	20	70,2	4,0	1,4
		ВНЗ	C_2 (ЗТ-74)	947	2,4	2273	0,22	0,58	0,825	0,815	195	0,175	34	70,2	13,7	2,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-9			**В**	**511**	**5,1**	**2619**					**195**		**69**		**13,8**	**4,8**
			C_1	**11554**	**3,5**	**40584**					**3022**		**1058**		**212,1**	**74,2**
			В+C_1	**12065**	**3,6**	**43203**					**3217**		**1127**		**225,9**	**79,0**
			C_2	**3824**	**2,4**	**9164**					**705**		**123**		**49,5**	**8,6**
ЮВ	6 (17)	ЧНЗ	C_2	2118	2,8	5930	0,21	0,54	0,825	0,815	452	0,175	79	70,2	31,7	5,5
		ВНЗ	C_2	464	1,3	603	0,21	0,54	0,825	0,815	46	0,175	8	70,2	3,2	0,6
Всего по залежи 6 (17)			**C_2**	**2582**	**2,5**	**6533**					**498**		**87**		**34,9**	**6,1**
Всего по горизонту М-0-1-Б			**В**	**758**		**3979**					**317**		**112**		**21,0**	**7,2**
			C_1	**17965**		**61348**					**4812**		**1686**		**312,9**	**109,6**
			В+C_1	**18723**		**65327**					**5129**		**1798**		**333,9**	**116,8**
			C_2	**8922**		**23378**					**1870**		**326**		**114,1**	**20,0**
Горизонт М-0-2-А																
СЗ	1 (19)	ЧНЗ	C_1	94	3,1	291	0,30	0,64	0,770	0,806	35	0,350	12	130,4	4,6	1,6
		ВНЗ		441	2,0	882	0,21	0,58	0,770	0,806	67	0,350	23	130,4	8,7	3,0
Всего по залежи 1 (19)			**C_1**	**535**	**2,2**	**1173**					**102**		**35**		**13,3**	**4,6**
СЗ	р-н скв. ЗТ-170	ЧНЗ	C_1	261	1,7	444	0,18	0,53	0,770	0,806	26	0,350	9	130,4	3,4	1,2
		ВНЗ		239	1,6	382	0,20	0,53	0,770	0,806	25	0,350	9	130,4	3,3	1,2
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-170			**C_1**	**500**	**1,7**	**826**					**51**		**18**		**6,7**	**2,4**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по залежи 1 (19)			**C_1**	**535**	**2,2**	**1173**					**102**		**35**		**13,3**	**4,6**
СЗ	4 (22)	ЧНЗ	C_1	95	3,1	295	0,17	0,50	0,770	0,806	16	0,350	6	130,4	2,1	0,8
		ЧНЗ	C_2	232	3,9	905	0,17	0,50	0,770	0,806	48	0,175	8	130,4	6,3	1,0
		ВНЗ	C_1	201	2,4	482	0,17	0,50	0,770	0,806	25	0,350	9	130,4	3,3	1,2
		ВНЗ	C_2 (север)	31	1,7	53	0,17	0,50	0,770	0,806	3	0,175	1	130,4	0,4	0,1
		ВНЗ	C_2 (юг)	68	3,5	238	0,17	0,50	0,770	0,806	13	0,175	2	130,4	1,7	0,3
Всего по залежи 1 (19)			**C_1**	**296**	**3,1**	**777**					**41**		**15**		**5,4**	**2,0**
			C_2	**331**	**2,8**	**1196**					**64**		**11,0**		**8,4**	**1,4**
СЗ	5 (23)	ЧНЗ	В (ЗТ-101)	17	5,5	94	0,23	0,59	0,770	0,806	8	0,350	3	130,4	1,0	0,4
		ЧНЗ	В (ЗТ-54)	128	5,8	742	0,23	0,59	0,770	0,806	62	0,350	22	130,4	8,1	2,9
		ЧНЗ	В (ЗТ-56)	153	6,8	1040	0,23	0,59	0,770	0,806	88	0,350	31	130,4	11,5	4,0
		ЧНЗ	В (ЗТ-57)	166	3,0	498	0,23	0,59	0,770	0,806	42	0,350	15	130,4	5,5	2,0
		ЧНЗ	В (ЗТ-31)	174	2,7	470	0,23	0,59	0,770	0,806	40	0,350	14	130,4	5,2	1,8
		ЧНЗ	В (ЗТ-203)	49	3,2	157	0,23	0,59	0,770	0,806	13	0,350	5	130,4	1,7	0,7
		ЧНЗ	C_1 (север)	789	7,5	5918	0,23	0,59	0,770	0,806	498	0,350	174	130,4	64,9	22,7
		ЧНЗ	C_1 (запад)	86	1,7	146	0,23	0,59	0,770	0,806	12	0,350	4	130,4	1,6	0,5
		ЧНЗ	C_1 (юг)	5259	2,2	11570	0,23	0,59	0,770	0,806	974	0,350	341	130,4	127,0	44,5
		ЧНЗ	C_2 (запад)	1174	0,5	587	0,23	0,59	0,770	0,806	49	0,175	9	130,4	6,4	1,2
		ЧНЗ	C_2 (восток)	1587	0,5	794	0,23	0,59	0,770	0,806	67	0,175	12	130,4	8,7	1,6
		ВНЗ	В (ЗТ-166)	40	4,7	188	0,21	0,64	0,770	0,806	16	0,350	6	130,4	2,1	0,8
		ВНЗ	В (ЗТ-101)	31	4,3	133	0,21	0,64	0,770	0,806	11	0,350	4	130,4	1,4	0,5
		ВНЗ	В (ЗТ-54)	24	3,1	74	0,21	0,64	0,770	0,806	6	0,350	2	130,4	0,8	0,3
		ВНЗ	C_1 (север)	1370	2,7	3699	0,21	0,64	0,770	0,806	309	0,350	108	130,4	40,3	14,1
		ВНЗ	C_1 (юг)	561	1,5	842	0,21	0,64	0,770	0,806	70	0,350	25	130,4	9,1	3,3
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-412)	82	0,4	33	0,21	0,64	0,770	0,806	3	0,350	1	130,4	0,4	0,1
		ВНЗ	C_2 (запад)	386	0,2	77	0,21	0,64	0,770	0,806	6	0,175	1	130,4	0,8	0,1
		ВНЗ	C_2 (восток)	496	0,1	50	0,21	0,64	0,770	0,806	4	0,175	1	130,4	0,5	0,1
Всего по залежи 5 (23)			**В**	**782**	**4,3**	**3396**					**286**		**102**		**37,3**	**13,4**
			C_1	**8147**	**2,7**	**22208**					**1866**		**653**		**243,3**	**85,2**
			В+C_1	**8929**	**2,9**	**25604**					**2152**		**755**		**280,6**	**98,6**
			C_2	**3643**	**0,4**	**1508**					**126**		**23,0**		**16,4**	**3,0**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ц	1 (24)	ЧНЗ	В (ЗТ-21)	280	4,3	1204	0,24	0,58	0,828	0,815	113	0,350	40	69,8	7,9	2,8
		ЧНЗ	В (ЗТ-19)	133	0,8	106	0,24	0,58	0,828	0,815	10	0,350	4	69,8	0,7	0,3
		ЧНЗ	В (ЗТ-112)	18	4,2	76	0,24	0,58	0,828	0,815	7	0,350	2	69,8	0,5	0,1
		ЧНЗ	C_1 (запад)	1004	1,8	1807	0,24	0,58	0,828	0,815	170	0,350	60	69,8	11,9	4,2
		ЧНЗ	C_1 (восток)	684	3,0	2052	0,24	0,58	0,828	0,815	193	0,350	68	69,8	13,5	4,7
		ВНЗ	В (ЗТ-21)	26	1,0	26	0,27	0,53	0,828	0,815	3	0,350	1	69,8	0,2	0,1
		ВНЗ	В (ЗТ-112)	14	1,9	27	0,27	0,53	0,828	0,815	3	0,350	1	69,8	0,2	0,1
		ВНЗ	C_1 (север)	373	1,9	709	0,27	0,53	0,828	0,815	68	0,350	24	69,8	4,7	1,7
		ВНЗ	C_1 (восток)	363	1,4	508	0,27	0,53	0,828	0,815	49	0,350	17	69,8	3,4	1,2
		ВНЗ	C_1 (юг)	98	0,3	29	0,27	0,53	0,828	0,815	3	0,350	1	69,8	0,2	0,1
Всего по залежи 1 (24)			**В**	**471**	**3,1**	**1439**					**136**		**48**		**9,5**	**3,4**
			C_1	**2522**	**2,0**	**5105**					**483**		**170**		**33,7**	**11,9**
			В+C_1	**2993**	**2,2**	**6544**					**619**		**218**		**43,2**	**15,3**
Ц	2 (25)	ЧНЗ	В (ЗТ-90)	162	2,4	389	0,19	0,56	0,828	0,815	28	0,350	10	69,8	2,0	0,7
		ЧНЗ	В (ЗТ-13)	79	3,1	245	0,19	0,56	0,828	0,815	18	0,350	6	69,8	1,3	0,4
		ЧНЗ	В (ЗТ-275)	49	3,8	186	0,19	0,56	0,828	0,815	13	0,350	5	69,8	0,9	0,3
		ЧНЗ	В (ЗТ-15)	49	6,1	299	0,19	0,56	0,828	0,815	21	0,350	7	69,8	1,5	0,5
		ЧНЗ	C_1 (запад)	220	2,4	528	0,19	0,56	0,828	0,815	38	0,350	13	69,8	2,7	0,9
		ЧНЗ	C_1 (восток)	1947	3,5	6815	0,19	0,56	0,828	0,815	489	0,350	171	69,8	34,1	11,9
		ЧНЗ	C_2	1027	2,2	2259	0,19	0,56	0,828	0,815	162	0,175	28	69,8	11,3	2,0
		ВНЗ	В (ЗТ-13)	101	2,6	263	0,19	0,56	0,828	0,815	19	0,350	7	69,8	1,3	0,5
		ВНЗ	В (ЗТ-96)	28	1,3	36	0,19	0,56	0,828	0,815	3	0,350	1	69,8	0,2	0,1
		ВНЗ	C_1	1471	1,6	2354	0,19	0,56	0,828	0,815	169	0,350	59	69,8	11,8	4,1
		ВНЗ	C_2 (запад)	350	1,2	420	0,19	0,56	0,828	0,815	30	0,175	5	69,8	2,1	0,3
		ВНЗ	C_2 (восток)	859	1,4	1203	0,19	0,56	0,828	0,815	86	0,175	15	69,8	6,0	1,0
Всего по залежи 2 (25)			**В**	**468**	**3,0**	**1418**					**102**		**36**		**7,2**	**2,5**
			C_1	**3638**	**2,7**	**9697**					**696**		**243**		**48,6**	**16,9**
			В+C_1	**4106**	**2,7**	**11115**					**798**		**279**		**55,8**	**19,4**
			C_2	**2236**	**1,7**	**3882**					**278**		**48**		**19,4**	**3,3**
Ц	3 (26)	ЧНЗ	В	20	4,2	84	0,24	0,56	0,828	0,815	8	0,350	3	69,8	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1	32	3,4	109	0,24	0,56	0,828	0,815	10	0,350	4	69,8	0,7	0,3
		ВНЗ	В	29	3,0	87	0,24	0,56	0,828	0,815	8	0,350	3	69,8	0,6	0,2
		ВНЗ	C_1	184	1,6	294	0,24	0,56	0,828	0,815	27	0,350	9	69,8	1,9	0,6
Всего по залежи 3(26)			**В**	**49**	**3,5**	**171**					**16**		**6**		**1,2**	**0,4**
			C_1	**216**	**1,9**	**403**					**37**		**13**		**2,6**	**0,9**
			В+C_1	**265**	**2,2**	**574**					**53**		**19**		**3,8**	**1,3**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по залежи 3 (26)			**В**	**49**	**3,5**	**171**					**16**		**6**		**1,2**	**0,4**
			C_1	**216**	**1,9**	**403**					**37**		**13**		**2,6**	**0,9**
			В+C_1	**265**	**2,2**	**574**					**53**		**19**		**3,8**	**1,3**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-77	ЧНЗ	В	25	3,4	85	0,25	0,53	0,824	0,810	8	0,350	3	70,3	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1	194	2,5	485	0,25	0,53	0,824	0,810	43	0,350	15	70,3	3,0	1,1
		ВНЗ	В	24	2,3	55	0,25	0,53	0,824	0,810	5	0,350	2	70,3	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1	279	1,1	307	0,25	0,53	0,824	0,810	27	0,350	9	70,3	1,9	0,6
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-77			**В**	49	**2,9**	**140**					**13**		**5**		**1,0**	**0,3**
			C_1	473	**1,7**	**792**					**70**		**24**		**4,9**	**1,7**
			В+C_1	**522**	**1,8**	**932**					**83**		**29**		**5,9**	**2,0**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-304	ЧНЗ	C_1	75	4,2	315	0,20	0,56	0,824	0,810	24	0,350	8	70,3	1,7	0,6
		ЧНЗ	C_2	286	2,1	601	0,20	0,56	0,824	0,810	45	0,175	8	70,3	3,2	0,6
		ВНЗ	C_1	85	1,8	153	0,20	0,56	0,824	0,810	11	0,350	4	70,3	0,8	0,3
		ВНЗ	C_2	237	2,0	474	0,20	0,56	0,824	0,810	35	0,175	6	70,3	2,5	0,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-304			**C_1**	**160**	**2,9**	**468**					**35**		**12**		**2,5**	**0,9**
			C_2	**523**	**2,1**	**1075**					**80**		**14**		**5,7**	**1,0**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-68	ЧНЗ	В (ЗТ-68)	49	3,8	186	0,21	0,56	0,824	0,810	15	0,350	5	70,3	1,1	0,4
		ЧНЗ	C_1 (ЗТ-68)	859	4,6	3951	0,21	0,56	0,824	0,810	310	0,350	109	70,3	21,8	7,7
		ЧНЗ	C_2	932	3,7	3448	0,21	0,56	0,824	0,810	271	0,175	47	70,3	19,1	3,3
ЮВ	р-н скв, ЗТ-68	ВНЗ	C_1	146	2,5	365	0,21	0,56	0,824	0,810	29	0,350	10	70,3	2,0	0,7
		ВНЗ	C_2 (север)	105	0,8	84	0,21	0,56	0,824	0,810	7	0,175	1	70,3	0,5	0,1
		ВНЗ	C_2 (юг)	249	1,1	274	0,21	0,56	0,824	0,810	22	0,175	4	70,3	1,5	0,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-68			**В**	**49**	**3,8**	**186**					**15**		**5**		**1,1**	**0,4**
			C_1	**1005**	**4,3**	**4316**					**339**		**119**		**23,8**	**8,4**
			В+C_1	**1054**	**4,3**	**4502**					**354**		**124**		**24,9**	**8,8**
			C_2	**1286**	**3**	**3806**					**300**		**52**		**21,1**	**3,7**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-311	ЧНЗ	В (ЗТ-74)	49	4,3	211	0,19	0,56	0,824	0,810	15	0,350	5	70,3	1,1	0,4
		ЧНЗ	В (ЗТ-327)	49	3,2	157	0,19	0,56	0,824	0,810	11	0,350	4	70,3	0,8	0,3
		ЧНЗ	В (ЗТ-48)	149	2,6	387	0,19	0,56	0,824	0,810	27	0,350	9	70,3	1,9	0,6
		ЧНЗ	C_1 (север)	688	4,1	2821	0,19	0,56	0,824	0,810	200	0,350	70	70,3	14,1	4,9
		ЧНЗ	C_1 (юг)	1188	1,1	1307	0,19	0,56	0,824	0,810	93	0,350	33	70,3	6,5	2,3
		ЧНЗ	C_2 (север)	2910	2,1	6111	0,19	0,56	0,824	0,810	434	0,175	76	70,3	30,5	5,3
		ЧНЗ	C_2 (юг)	1245	2,1	2615	0,19	0,56	0,824	0,810	186	0,175	33	70,3	13,1	2,3
		ВНЗ	C_2 (запад)	121	0,1	12	0,19	0,56	0,824	0,810	1	0,175	0,2	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_2 (север)	32	1,5	48	0,19	0,56	0,824	0,810	3	0,175	1	70,3	0,2	0,1

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-311			**В**	**247**	**3,1**	**755**					**53**		**18**		**3,8**	**1,3**
			C_1	**1876**	**2,2**	**4128**					**293**		**103**		**20,6**	**7,2**
			$B+C_1$	**2123**	**2,3**	**4883**					**346**		**121**		**24,4**	**8,5**
			C_2	**4308**	**2**	**8786**					**624**		**110,2**		**43,9**	**7,7**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-356	ЧНЗ	В	49	4,2	206	0,18	0,52	0,824	0,810	13	0,350	5	70,3	0,9	0,4
		ЧНЗ	C_1	456	2,0	912	0,18	0,52	0,824	0,810	57	0,350	20	70,3	4,0	1,4
		ЧНЗ	C_2	165	0,9	149	0,18	0,52	0,824	0,810	9	0,175	1,6	70,3	0,6	0,1
ЮВ	р-н скв, ЗТ-356	ВНЗ	C_1	36	1,3	47	0,18	0,52	0,824	0,810	3	0,350	1	70,3	0,2	0,1
		ВНЗ	C_2	25	1,0	25	0,18	0,52	0,824	0,810	2	0,175	0,4	70,3	0,1	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-356			**В**	**49**	**4,2**	**206**					**13**		**5**		**0,9**	**0,4**
			C_1	**492**	**1,9**	**959**					**60**		**21**		**4,2**	**1,5**
			$B+C_1$	**541**	**2,2**	**1165**					**73**		**26**		**5,1**	**1,9**
			C_2	**190**	**0,9**	**174**					**11**		**2,0**		**0,7**	**0,1**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-381	ЧНЗ	C_2	112	0,8	90	0,23	0,66	0,824	0,810	9	0,175	1,6	70,3	0,6	0,1
		ВНЗ	C_2	20	0,5	10	0,23	0,66	0,824	0,810	1	0,175	0,2	70,3	0,1	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-381			**C_2**	**132**	**0,8**	**100**					**10**		**1,8**		**0,7**	**0,1**
Всего по горизонту М-0-2-А			**В**	**2164**		**7711**					**634**		**225**		**62,0**	**22,1**
			C_1	**19860**		**50852**					**4073**		**1426**		**409,6**	**143,6**
			$B+C_1$	**22024**		**58563**					**4707**		**1651**		**471,6**	**165,7**
			C_2	**12649**		**20527**					**1493**		**262**		**116,3**	**20,3**
Горизонт М-0-2-А'																
СЗ	р-н скв. ЗТ-113	ЧНЗ	C_2	17	1,1	19	0,17	0,67	0,770	0,806	1	0,175	0,2	130,4	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1	194	1,1	213	0,18	0,67	0,770	0,806	16	0,350	6	130,4	2,1	0,8
		ВНЗ	C_2	107	0,5	54	0,18	0,67	0,770	0,806	4	0,175	0,7	130,4	0,5	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-113			**C_1**	**194**	**1,1**	**213**					**16**		**6**		**2,1**	**0,8**
			C_2	**124**	**0,6**	**73**					**5**		**0,9**		**0,6**	**0,1**
СЗ	р-н скв. ЗТ-170	ВНЗ	C_1	122	1,0	122	0,18	0,67	0,770	0,806	9	0,350	3	130,4	1,2	0,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-170			**C_1**	**122**	**1,0**	**122**					**9**		**3**		**1,2**	**0,4**
СЗ	р-н скв. ЗТ-102	ВНЗ	C_1	152	2,0	304	0,19	0,49	0,770	0,806	18	0,350	6	130,4	2,3	0,8
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-102			**C_1**	**152**	**2,0**	**304**					**18**		**6**		**2,3**	**0,8**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
СЗ	р-н скв. ЗТ-54	ЧНЗ	C_1	131	1,4	183	0,22	0,61	0,770	0,806	15	0,350	5	130,4	2,0	0,7
		ВНЗ		125	0,8	100	0,22	0,61	0,770	0,806	8	0,350	3	130,4	1,0	0,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-54			**C_1**	**256**	**1,1**	**283**					**23**		**8**		**3,0**	**1,1**
СЗ	р-н скв. ЗТ-206	ЧНЗ	В (ЗТ-56)	137	4,2	575	0,21	0,60	0,770	0,806	45	0,350	16	130,4	5,9	2,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-3)	26	0,8	21	0,21	0,60	0,770	0,806	2	0,350	0,7	130,4	0,3	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-31)	49	2,8	137	0,21	0,60	0,770	0,806	11	0,350	4	130,4	1,4	0,5
СЗ	р-н скв. ЗТ-206	ЧНЗ	В (ЗТ-206)	49	2,7	132	0,21	0,60	0,770	0,806	10	0,350	4	130,4	1,3	0,5
		ЧНЗ	C_1	2723	1,5	4085	0,21	0,60	0,770	0,806	319	0,350	112	130,4	41,6	14,6
		ЧНЗ	C_2 (север)	620	0,9	558	0,21	0,60	0,770	0,806	44	0,175	8	130,4	5,7	1,0
		ЧНЗ	C_2 (запад)	224	1,1	246	0,21	0,60	0,770	0,806	19	0,175	3	130,4	2,5	0,4
		ВНЗ	В (ЗТ-56)	20	2,0	40	0,28	0,61	0,770	0,806	4	0,350	1,4	130,4	0,5	0,2
		ВНЗ	В (ЗТ-3)	11	0,5	6	0,28	0,61	0,770	0,806	1	0,350	0,4	130,4	0,1	0,1
		ВНЗ	В (ЗТ-41)	49	5,0	245	0,28	0,61	0,770	0,806	26	0,350	9	130,4	3,4	1,2
		ВНЗ	C_1 (север)	96	1,0	96	0,28	0,61	0,770	0,806	10	0,350	4	130,4	1,3	0,5
		ВНЗ	C_1 (юг)	426	0,9	383	0,28	0,61	0,770	0,806	41	0,350	14	130,4	5,3	1,8
		ВНЗ	C_1 (восток)	25	0,5	13	0,28	0,61	0,770	0,806	1	0,350	0,4	130,4	0,1	0,1
		ВНЗ	C_2 (север)	384	0,6	230	0,28	0,61	0,770	0,806	24	0,175	4	130,4	3,1	0,5
		ВНЗ	C_2 (запад)	222	0,6	133	0,28	0,61	0,770	0,806	14	0,175	2	130,4	1,8	0,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-206			**В**	**341**	**3,4**	**1156**					**99**		**35,5**		**12,9**	**4,7**
			C_1	**3270**	**1,4**	**4577**					**371**		**130,4**		**48,3**	**17,0**
			В+C_1	**3611**	**1,6**	**5733**					**470**		**165,9**		**61,2**	**21,7**
			C_2	**1450**	**0,8**	**1167**					**101**		**17,0**		**13,1**	**2,2**
Ц	р-н скв. ЗТ-1	ЧНЗ	В	20	4,7	94	0,27	0,58	0,828	0,815	10	0,350	4	69,8	0,7	0,3
		ЧНЗ	C_1	231	2,5	578	0,27	0,58	0,828	0,815	61	0,350	21	69,8	4,3	1,5
		ВНЗ	В	26	2,3	60	0,27	0,58	0,828	0,815	6	0,350	2,1	69,8	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1 (запад)	30	1,3	39	0,27	0,58	0,828	0,815	4	0,350	1	69,8	0,3	0,1
		ВНЗ	C_1 (восток)	85	1,5	128	0,27	0,58	0,828	0,815	14	0,350	5	69,8	1,0	0,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-1			**В**	**46**	**3,3**	**154**					**16**		**6,1**		**1,1**	**0,4**
			C_1	**346**	**2,2**	**745**					**79**		**27,0**		**5,6**	**1,9**
			В+C_1	**392**	**2,3**	**899**					**95**		**33,1**		**6,7**	**2,3**
Ц	р-н скв. ЗТ-6	ЧНЗ	В	320	3,9	1248	0,25	0,56	0,828	0,815	118	0,350	41	69,8	8,2	2,9
		ЧНЗ	C_1	298	2,7	805	0,25	0,56	0,828	0,815	76	0,350	27	69,8	5,3	1,9

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ц	р-н скв. ЗТ-6	ВНЗ	В	29	3,1	90	0,25	0,56	0,828	0,815	9	0,350	3	69,8	0,6	0,2
		ВНЗ	C_1	390	1,5	585	0,25	0,56	0,828	0,815	55	0,350	19	69,8	3,8	1,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-6			**В**	**349**	**3,8**	**1338**					**127**		**44**		**8,8**	**3,1**
			C_1	**688**	**2**	**1390**					**131**		**46**		**9,1**	**3,2**
			В+C_1	**1037**	**2,6**	**2728**					**258**		**90**		**17,9**	**6,3**
Ц	р-н скв. ЗТ-112	ЧНЗ	C_1	47	4,0	188	0,23	0,52	0,828	0,815	15	0,350	5	69,8	1,0	0,3
		ВНЗ	C_1	36	2,1	76	0,23	0,52	0,828	0,815	6	0,350	2	69,8	0,4	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-112			**C_1**	**83**	**3,2**	**264**					**21**		**7**		**1,4**	**0,4**
Ц	р-н скв. ЗТ-273	ЧНЗ	В (запад)	252	5,3	1336	0,22	0,61	0,828	0,815	121	0,350	42	69,8	8,4	2,9
		ЧНЗ	В (восток)	139	12,5	1738	0,22	0,61	0,828	0,815	157	0,350	55	69,8	11,0	3,8
		ЧНЗ	C_1 (запад)	695	4,4	3058	0,22	0,61	0,828	0,815	277	0,350	97	69,8	19,3	6,8
		ЧНЗ	C_1 (восток)	69	11,1	766	0,22	0,61	0,828	0,815	69	0,350	24	69,8	4,8	1,7
		ВНЗ	В (ЗТ-90)	38	0,7	27	0,22	0,59	0,828	0,815	2	0,350	1	69,8	0,1	0,1
		ВНЗ	В (ЗТ-270)	24	8,6	206	0,22	0,59	0,828	0,815	18	0,350	6	69,8	1,3	0,4
		ВНЗ	В (ЗТ-13)	268	5,2	1394	0,22	0,59	0,828	0,815	122	0,350	43	69,8	8,5	3,0
		ВНЗ	C_1	2757	3,1	8547	0,22	0,59	0,828	0,815	749	0,350	262	69,8	52,3	18,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-273			**В**	**721**	**6,5**	**4701**					**420**		**147,0**		**29,3**	**10,2**
			C_1	**3521**	**3,5**	**12371**					**1095**		**383,0**		**76,4**	**26,8**
			В+C_1	**4242**	**4**	**17072**					**1515**		**530,0**		**105,7**	**37,0**
Ц	р-н скв. ЗТ-290	ЧНЗ	C_2	100	2,0	200	0,24	0,53	0,828	0,815	17	0,175	3,0	69,8	1,2	0,2
		ВНЗ	C_2	153	1,1	168	0,24	0,53	0,828	0,815	14	0,175	2,5	69,8	1,0	0,2
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-290			**C_2**	**253**	**1,5**	**368**					**31**		**6**		**2,2**	**0,4**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-68	ЧНЗ	В	96	4,5	432	0,23	0,68	0,824	0,810	45	0,350	16	70,3	3,2	1,1
		ЧНЗ	C_1	535	2,5	1338	0,23	0,68	0,824	0,810	140	0,350	49	70,3	9,8	3,4
		ЧНЗ	C_2 (север)	323	2,5	808	0,23	0,68	0,824	0,810	84	0,175	15	70,3	5,9	1,1
		ЧНЗ	C_2 (юг)	15	1,0	15	0,23	0,68	0,824	0,810	2	0,175	0,4	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	В	43	5,0	215	0,23	0,68	0,824	0,810	22	0,350	8	70,3	1,5	0,6
		ВНЗ	C_1	310	2,1	651	0,23	0,68	0,824	0,810	68	0,350	24	70,3	4,8	1,7
ЮВ	р-н скв, ЗТ-68	ВНЗ	С2 (север)	207	0,8	166	0,23	0,68	0,824	0,810	17	0,175	3	70,3	1,2	0,2
		ВНЗ	С2 (юг)	107	0,2	21	0,23	0,68	0,824	0,810	2	0,175	0,4	70,3	0,1	0,0

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-68			**В**	**139**	**4,7**	**647**					**67**		**24,0**		**4,7**	**1,7**
			C_1	**845**	**2,4**	**1989**					**208**		**73,0**		**14,6**	**5,1**
			В+C_1	**984**	**2,7**	**2636**					**275**		**97,0**		**19,3**	**6,8**
			C_2	**652**	**1,5**	**1010**					**105**		**18,8**		**7,3**	**1,3**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-77	ЧНЗ	В	22	0,6	13	0,24	0,56	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ЧНЗ	C_1	206	0,6	124	0,24	0,56	0,824	0,810	11	0,350	3,9	70,3	0,8	0,3
		ВНЗ	В	15	0,4	6	0,24	0,56	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1 (запад)	24	0,6	14	0,24	0,56	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1 (восток)	30	0,2	6	0,24	0,56	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-77			**В**	**37**	**0,5**	**19**					**2**		**0,8**		**0,2**	**0,0**
			C_1	**260**	**0,6**	**144**					**13**		**4,7**		**1,0**	**0,3**
			В+C_1	**297**	**0,5**	**163**					**15**		**5,5**		**1,2**	**0,3**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-76	ЧНЗ	В	18	1,4	25	0,21	0,52	0,824	0,810	2	0,350	0,7	70,3	0,1	0,0
		ЧНЗ	C_1 (запад)	11	0,8	9	0,21	0,52	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ЧНЗ	C_1 (восток)	15	0,5	8	0,21	0,52	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ЧНЗ	C_2	711	0,9	640	0,21	0,52	0,824	0,810	47	0,175	8	70,3	3,3	0,6
		ВНЗ	В	14	1,2	17	0,21	0,52	0,824	0,810	1	0,350	0,4	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1 (запад)	45	1,1	50	0,21	0,52	0,824	0,810	4	0,350	1	70,3	0,3	0,1
		ВНЗ	C_1 (восток)	37	0,6	22	0,21	0,52	0,824	0,810	2	0,350	0,7	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_2 (запад)	50	0,4	20	0,21	0,52	0,824	0,810	1	0,175	0,2	70,3	0,1	0,0
		ВНЗ	C_2 (восток)	98	1,3	127	0,21	0,52	0,824	0,810	9	0,175	1,6	70,3	0,6	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-76			**В**	**32**	**1,3**	**42**					**3**		**1,1**		**0,2**	**0,0**
			C_1	**108**	**0,8**	**89**					**8**		**2,5**		**0,6**	**0,1**
			В+C_1	**140**	**0,9**	**131**					**11**		**3,6**		**0,8**	**0,1**
			C_2	**859**	**0,9**	**787**					**57**		**9,8**		**4,0**	**0,7**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-333	ЧНЗ	В (ЗТ-302)	19	3,2	61	0,19	0,60	0,824	0,810	5	0,350	1,8	70,3	0,4	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-327)	49	1,0	49	0,19	0,60	0,824	0,810	4	0,350	1	70,3	0,3	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-333)	237	2,4	569	0,19	0,60	0,824	0,810	43	0,350	15	70,3	3,0	1,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-121)	322	5,8	1868	0,19	0,60	0,824	0,810	142	0,350	50	70,3	10,0	3,5
		ЧНЗ	В (ЗТ-120)	49	2,4	118	0,19	0,60	0,824	0,810	9	0,350	3	70,3	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1 (север)	131	2,0	262	0,19	0,60	0,824	0,810	20	0,350	7	70,3	1,4	0,5
		ЧНЗ	C_1 (юг)	3096	1,8	5573	0,19	0,60	0,824	0,810	424	0,350	148	70,3	29,8	10,4
		ЧНЗ	C_2	5520	1,9	10488	0,19	0,60	0,824	0,810	798	0,175	140	70,3	56,1	9,8
		ВНЗ	В	11	3,4	37	0,19	0,60	0,824	0,810	3	0,350	1,1	70,3	0,2	0,1
		ВНЗ	C_1	15	1,6	24	0,19	0,60	0,824	0,810	2	0,350	0,7	70,3	0,1	0,0

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЮВ	р-н скв. ЗТ-333	ЧНЗ	В (ЗТ-302)	19	3,2	61	0,19	0,60	0,824	0,810	5	0,350	1,8	70,3	0,4	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-327)	49	1,0	49	0,19	0,60	0,824	0,810	4	0,350	1	70,3	0,3	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-333)	237	2,4	569	0,19	0,60	0,824	0,810	43	0,350	15	70,3	3,0	1,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-121)	322	5,8	1868	0,19	0,60	0,824	0,810	142	0,350	50	70,3	10,0	3,5
		ЧНЗ	В (ЗТ-120)	49	2,4	118	0,19	0,60	0,824	0,810	9	0,350	3	70,3	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1 (север)	131	2,0	262	0,19	0,60	0,824	0,810	20	0,350	7	70,3	1,4	0,5
		ЧНЗ	C_1 (юг)	3096	1,8	5573	0,19	0,60	0,824	0,810	424	0,350	148	70,3	29,8	10,4
		ЧНЗ	C_2	5520	1,9	10488	0,19	0,60	0,824	0,810	798	0,175	140	70,3	56,1	9,8
		ВНЗ	В	11	3,4	37	0,19	0,60	0,824	0,810	3	0,350	1,1	70,3	0,2	0,1
		ВНЗ	C_1	15	1,6	24	0,19	0,60	0,824	0,810	2	0,350	0,7	70,3	0,1	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-333			**В**	**687**	**3,9**	**2702**					**206**		**71,9**		**14,5**	**5,1**
			C_1	**3242**	**1,8**	**5859**					**446**		**155,7**		**31,3**	**10,9**
			В+C_1	**3929**	**2,2**	**8561**					**652**		**227,6**		**45,8**	**16,0**
			C_2	**5520**	**1,9**	**10488**					**798**		**140,0**		**56,1**	**9,8**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-124	ЧНЗ	В (ЗТ-371)	49	5,2	255	0,21	0,55	0,824	0,810	20	0,350	7	70,3	1,4	0,5
		ЧНЗ	В (ЗТ-83)	49	1,4	69	0,21	0,55	0,824	0,810	5	0,350	1,8	70,3	0,4	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-125)	49	2,1	103	0,21	0,55	0,824	0,810	8	0,350	2,8	70,3	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1	2507	2,3	5766	0,21	0,55	0,824	0,810	444	0,350	155	70,3	31,2	10,9
		ВНЗ	C_1	77	0,4	31	0,21	0,55	0,824	0,810	2	0,350	0,7	70,3	0,1	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-124			**В**	**147**	**2,9**	**427**					**33**		**11,6**		**2,4**	**0,8**
			C_1	**2584**	**2,2**	**5797**					**446**		**155,7**		**31,3**	**10,9**
			В+C_1	**2731**	**2,3**	**6224**					**479**		**167,3**		**33,7**	**11,7**
Всего по горизонту М-0-2-А'			**В**	**2499**		**11186**					**973**		**342**		**74,1**	**26,0**
			C_1	**15671**		**34147**					**2884**		**1008**		**228,2**	**79,7**
			В+C_1	**18170**		**45333**					**3857**		**1350**		**302,3**	**105,7**
			C_2	**8858**		**13893**					**1097**		**192**		**83,3**	**14,5**
Горизонт М-0-2-Б																
СЗ	1 (31)	ВНЗ	В	49	7,8	382	0,22	0,65	0,752	0,814	33	0,350	12	100,0	3,3	1,2
СЗ	1 (31)	ВНЗ	C_1	846	3,4	2876	0,22	0,65	0,752	0,814	252	0,350	88	100,0	25,2	8,8
Всего по залежи 1 (31)			**В**	**49**	**7,8**	**382**					**33**		**12**		**3,3**	**1,2**
			C_1	**846**	**3,4**	**2876**					**252**		**88**		**25,2**	**8,8**
			В+C_1	**895**	**3,6**	**3258**					**285**		**100**		**28,5**	**10,0**
СЗ	р-н скв. ЗТ-170	ВНЗ	C_1	320	1,9	608	0,25	0,60	0,752	0,814	56	0,350	20	100,0	5,6	2,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-170			**C_1**	**320**	**1,9**	**608**					**56**		**20**		**5,6**	**2,0**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
СЗ	2 (32)	ВНЗ	C_1	327	0,6	196	0,18	0,50	0,752	0,814	11	0,350	3,9	100,0	1,1	0,4
Всего по залежи 2 (32)			**C_1**	**327**	**0,6**	**196**					**11**		**4**		**1,1**	**0,4**
СЗ	3 (33)	ВНЗ	В (ЗТ-103)	49	1,8	88	0,23	0,62	0,752	0,814	8	0,350	3	100,0	0,8	0,3
		ВНЗ	C_1	655	1,6	1048	0,23	0,62	0,752	0,814	91	0,350	32	100,0	9,1	3,2
		ВНЗ	C_2	271	0,9	244	0,23	0,62	0,752	0,814	21	0,175	4	100,0	2,1	0,4
		ВНЗ	C_2	69	2,3	159	0,23	0,62	0,752	0,814	14	0,175	2	100,0	1,4	0,2
Всего по залежи 3 (33)			**В**	**49**	**1,8**	**88**					**8**		**3**		**0,8**	**0,3**
			C_1	**655**	**1,6**	**1048**					**91**		**32**		**9,1**	**3,2**
			В+C_1	**704**	**1,6**	**1136**					**99**		**35**		**9,9**	**3,5**
			C_2	**340**	**1,2**	**403**					**35**		**6**		**3,5**	**0,6**
СЗ	4 (34)	ЧНЗ	В (ЗТ-31)	49	1,5	74	0,20	0,55	0,752	0,814	5	0,350	2	100,0	0,5	0,2
		ЧНЗ	В (ЗТ-3)	25	1,5	38	0,20	0,55	0,752	0,814	3	0,350	1,1	100,0	0,3	0,1
		ЧНЗ	C_1 (ЗТ-31)	784	1,7	1333	0,20	0,55	0,752	0,814	90	0,350	32	100,0	9,0	3,2
		ЧНЗ	C_1 (ЗТ-56)	23	4,0	92	0,20	0,55	0,752	0,814	6	0,350	2	100,0	0,6	0,2
		ЧНЗ	C_1 (ЗТ-63)	736	0,4	294	0,20	0,55	0,752	0,814	20	0,350	7	100,0	2,0	0,7
		ВНЗ	В (ЗТ-26)	145	5,9	856	0,21	0,58	0,752	0,814	64	0,350	22	100,0	6,4	2,2
		ВНЗ	В (ЗТ-206)	49	2,0	98	0,21	0,58	0,752	0,814	7	0,350	2,5	100,0	0,7	0,3
СЗ	4 (34)	ВНЗ	В (ЗТ-3)	13	0,5	7	0,21	0,58	0,752	0,814	1	0,350	0,4	100,0	0,1	0,0
		ВНЗ	В (ЗТ-106)	49	3,2	157	0,21	0,58	0,752	0,814	12	0,350	4	100,0	1,2	0,4
		ВНЗ	C_1 (запад)	772	2,5	1930	0,21	0,58	0,752	0,814	144	0,350	50	100,0	14,4	5,0
		ВНЗ	C_1 (восток)	156	0,1	16	0,21	0,58	0,752	0,814	1	0,350	0,4	100,0	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1 (ЗТ-3)	63	0,8	50	0,21	0,58	0,752	0,814	4	0,350	1	100,0	0,4	0,1
		ВНЗ	C_1 (юг)	2446	2,4	5870	0,21	0,58	0,752	0,814	438	0,350	153	100,0	43,8	15,3
		ВНЗ	C_2 (север)	1098	0,8	878	0,21	0,58	0,752	0,814	65	0,175	11	100,0	6,5	1,1
		ВНЗ	C_2 (запад)	594	0,3	178	0,21	0,58	0,752	0,814	13	0,175	2	100,0	1,3	0,2
Всего по залежи 4 (34)			**В**	**330**	**3,7**	**1230**					**92**		**32,0**		**9,2**	**3,2**
			C_1	**4980**	**1,9**	**9585**					**703**		**245,4**		**70,3**	**24,5**
			В+C_1	**5310**	**2**	**10815**					**795**		**277,4**		**79,5**	**27,7**
			C_2	**1692**	**0,6**	**1056**					**78**		**13,0**		**7,8**	**1,3**
СЗ	5 (35)	ВНЗ	C_1	493	0,5	247	0,30	0,49	0,752	0,814	22	0,350	8	100,0	2,2	0,8
Всего по залежи 5 (35)			**C_1**	**493**	**0,5**	**247**					**22**		**8**		**2,2**	**0,8**
СЗ	6 (36)	ВНЗ	C_1	743	0,4	297	0,18	0,54	0,752	0,814	18	0,350	6	100,0	1,8	0,6
Всего по залежи 6 (36)			**C_1**	**743**	**0,4**	**297**					**18**		**6**		**1,8**	**0,6**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ц	1 (37)	ЧНЗ	В (запад)	27	4,5	122	0,23	0,54	0,738	0,814	9	0,350	3	131,4	1,2	0,4
		ЧНЗ	В (восток)	203	5,4	1096	0,23	0,54	0,738	0,814	82	0,350	29	131,4	10,8	3,8
		ЧНЗ	C_1	568	1,5	852	0,23	0,54	0,738	0,814	64	0,350	22	131,4	8,4	2,9
		ВНЗ	В (ЗТ-108)	135	5,6	756	0,23	0,54	0,738	0,814	56	0,350	20	131,4	7,4	2,6
		ВНЗ	В (ЗТ-6)	301	5,0	1505	0,23	0,54	0,738	0,814	112	0,350	39	131,4	14,7	5,1
		ВНЗ	В (ЗТ-18)	49	4,6	225	0,23	0,54	0,738	0,814	17	0,350	6	131,4	2,2	0,8
		ВНЗ	C_1	1806	2,4	4334	0,23	0,54	0,738	0,814	323	0,350	113	131,4	42,4	14,8
Всего по залежи 1 (37)			**В**	**715**	**5,2**	**3704**					**276**		**97**		**36,3**	**12,7**
			C_1	**2374**	**2,2**	**5186**					**387**		**135**		**50,8**	**17,7**
			В+C_1	**3089**	**2,9**	**8890**					**663**		**232**		**87,1**	**30,4**
Ц	р-н скв. ЗТ-96	ЧНЗ	C_1	255	3,8	969	0,21	0,60	0,738	0,814	73	0,350	26	131,4	9,6	3,4
		ВНЗ	C_1	880	5,3	4664	0,21	0,78	0,738	0,814	459	0,350	161	131,4	60,3	21,2
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-96			**C_1**	**1135**	**5,0**	**5633**					**532**		**187**		**69,9**	**24,6**
Ц	р-н скв. ЗТ-16	ЧНЗ	В (ЗТ-16)	18	4,6	83	0,22	0,61	0,738	0,814	7	0,350	2	131,4	0,9	0,3
		ВНЗ	В (ЗТ-16)	31	3,1	96	0,20	0,54	0,738	0,814	6	0,350	2	131,4	0,8	0,3
		ВНЗ	C_1 (запад)	474	2,3	1090	0,20	0,54	0,738	0,814	71	0,350	25	131,4	9,3	3,3
		ВНЗ	C_2	469	2,7	1266	0,20	0,54	0,738	0,814	82	0,175	14	131,4	10,8	1,8
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-16			**В**	**49**	**3,7**	**179**					**13**		**4**		**1,7**	**0,6**
			C_1	**474**	**2,3**	**1090**					**71**		**25**		**9,3**	**3,3**
			В+C_1	**523**	**2,4**	**1269**					**84**		**29**		**11,0**	**3,9**
			C_2	**469**	**2,7**	**1266**					**82**		**14**		**10,8**	**1,8**
Ц	р-н скв. ЗТ-4	ЧНЗ	В (ЗТ-14)	16	7,7	123	0,21	0,58	0,738	0,814	9	0,350	3	131,4	1,2	0,4
		ЧНЗ	C_1 (север)	90	5,6	504	0,21	0,58	0,738	0,814	37	0,350	13	131,4	4,9	1,7
		ЧНЗ	C_1 (юг)	39	5,1	199	0,21	0,58	0,738	0,814	15	0,350	5,3	131,4	2,0	0,7
		ВНЗ	В	119	7,2	857	0,23	0,64	0,738	0,814	76	0,350	27	131,4	10,0	3,5
		ВНЗ	C_1	832	3,7	3078	0,23	0,64	0,738	0,814	272	0,350	95	131,4	35,7	12,5
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-4			**В**	**135**	**7,3**	**980**					**85**		**30**		**11,2**	**3,9**
			C_1	**961**	**3,9**	**3781**					**324**		**113**		**42,6**	**14,9**
			В+C_1	**1096**	**4,3**	**4761**					**409**		**143**		**53,8**	**18,8**
Ц	4 (40)	ВНЗ	C_1	129	1,2	155	0,23	0,62	0,738	0,814	13	0,350	5	131,4	1,7	0,7
Всего по залежи 4 (40)			**C_1**	**129**	**1,2**	**155**					**13**		**5**		**1,7**	**0,7**
Ц	р-н скв. ЗТ-290	ВНЗ	C_1	370	3,1	1147	0,27	0,67	0,738	0,814	125	0,350	44	131,4	16,4	5,8
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-290			**C_1**	**370**	**3,1**	**1147**					**125**		**44**		**16,4**	**5,8**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЮВ	р-н скв. ЗТ-305	ЧНЗ	C_2	664	3,3	2191	0,19	0,66	0,826	0,808	183	0,175	32	69,6	12,7	2,2
		ВНЗ	C_1	330	3,1	1023	0,25	0,66	0,826	0,808	113	0,350	40	69,6	7,9	2,8
		ВНЗ	C_2	1229	2,9	3564	0,25	0,66	0,826	0,808	392	0,175	69	69,6	27,3	4,8
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-305			**C_1**	**330**	**3,1**	**1023**					**113**		**40**		**7,9**	**2,8**
			C_2	**1893**	**3**	**5755**					**575**		**101**		**40,0**	**7,0**
ЮВ	1 (41)	ЧНЗ	В	15	12,4	186	0,25	0,56	0,826	0,808	17	0,350	6	69,6	1,2	0,4
		ВНЗ	В	34	10,1	343	0,25	0,56	0,826	0,808	32	0,350	11	69,6	2,2	0,8
		ВНЗ	C_1	312	4,0	1248	0,25	0,56	0,826	0,808	117	0,350	41	69,6	8,1	2,9
Всего по залежи 1 (41)			**В**	**49**	**10,8**	**529**					**49**		**17**		**3,4**	**1,2**
			C_1	**312**	**4**	**1248**					**117**		**41**		**8,1**	**2,9**
			В+C_1	**361**	**4,9**	**1777**					**166**		**58**		**11,5**	**4,1**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-302	ЧНЗ	C_2	115	4,0	460	0,19	0,56	0,826	0,808	33	0,175	6	69,6	2,3	0,4
		ВНЗ	C_2	43	2,2	95	0,19	0,56	0,826	0,808	7	0,175	1	69,6	0,5	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-302			**C_2**	**158**	**3,5**	**555**					**40**		**7**		**2,8**	**0,5**
ЮВ	2 (42)	ЧНЗ	В	22	24,2	532	0,24	0,56	0,826	0,808	48	0,350	17	69,6	3,3	1,2
		ВНЗ	В	107	20,3	2172	0,20	0,50	0,826	0,808	145	0,350	51	69,6	10,1	3,5
		ВНЗ	C_1	955	8,0	7640	0,20	0,50	0,826	0,808	510	0,350	179	69,6	35,5	12,5
Всего по залежи 2 (42)			**В**	**129**	**21**	**2704**					**193**		**68**		**13,4**	**4,7**
			C_1	**955**	**8**	**7640**					**510**		**179**		**35,5**	**12,5**
			В+C_1	**1084**	**9,5**	**10344**					**703**		**247**		**48,9**	**17,2**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-70	ЧНЗ	В	16	6,2	99	0,21	0,77	0,826	0,808	11	0,350	4	69,6	0,8	0,3
		ЧНЗ	C_1	65	1,9	124	0,21	0,77	0,826	0,808	13	0,350	4,6	69,6	0,9	0,3
		ВНЗ	В	33	5,8	191	0,21	0,77	0,826	0,808	21	0,350	7	69,6	1,5	0,5
		ВНЗ	C_1	393	1,4	550	0,21	0,77	0,826	0,808	59	0,350	21	69,6	4,1	1,5
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-70			**В**	**49**	**5,9**	**290**					**32**		**11**		**2,3**	**0,8**
			C_1	**458**	**1,5**	**674**					**72**		**26**		**5,0**	**1,8**
			В+C_1	**507**	**1,9**	**964**					**104**		**37**		**7,3**	**2,6**
ЮВ	3 (43)	ЧНЗ	В (ЗТ-333)	49	4,8	235	0,20	0,59	0,826	0,808	19	0,350	7	69,6	1,3	0,5
		ЧНЗ	В (ЗТ-348)	49	8,5	417	0,20	0,59	0,826	0,808	33	0,350	12	69,6	2,3	0,8
		ЧНЗ	В (ЗТ-335)	49	4,2	206	0,20	0,59	0,826	0,808	16	0,350	6	69,6	1,1	0,4
		ЧНЗ	В (ЗТ-120)	132	19,5	2574	0,20	0,59	0,826	0,808	203	0,350	71	69,6	14,1	4,9
ЮВ	3 (43)	ЧНЗ	В (ЗТ-121)	495	8,2	4059	0,20	0,59	0,826	0,808	320	0,350	112	69,6	22,3	7,8
		ЧНЗ	C_1	2637	5,0	13185	0,20	0,59	0,826	0,808	1038	0,350	363	69,6	72,2	25,3
		ЧНЗ	C_2	205	3,4	697	0,20	0,59	0,826	0,808	55	0,175	10	69,6	3,8	0,7

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЮВ	3 (43)	ВНЗ	В	28	17,4	487	0,17	0,54	0,826	0,808	30	0,350	11	69,6	2,1	0,8
		ВНЗ	C_1 (север)	437	3,8	1661	0,17	0,54	0,826	0,808	102	0,350	36	69,6	7,1	2,5
		ВНЗ	C_1 (запад)	100	0,2	20	0,17	0,54	0,826	0,808	1	0,350	0,4	69,6	0,1	0,0
		ВНЗ	C_1 (восток)	148	9,7	1436	0,17	0,54	0,826	0,808	88	0,350	31	69,6	6,1	2,2
		ВНЗ	C_2	948	1,7	1612	0,17	0,54	0,826	0,808	99	0,175	17	69,6	6,9	1,2
Всего по залежи 3 (43)			**В**	**802**	**9,9**	**7978**					**621**		**219,0**		**43,2**	**15,2**
			C_1	**3322**	**4,9**	**16302**					**1229**		**430,4**		**85,5**	**30,0**
			В+C_1	**4124**	**5,9**	**24280**					**1850**		**649,4**		**128,7**	**45,2**
			C_2	**1153**	**2,0**	**2309**					**154**		**27,0**		**10,7**	**1,9**
ЮВ	4 (44)	ВНЗ	В	49	3,8	186	0,21	0,54	0,826	0,808	14	0,350	5	69,6	1,0	0,3
		ВНЗ	C_1	526	4,3	2262	0,21	0,54	0,826	0,808	171	0,350	60	69,6	11,9	4,2
		ВНЗ	C_2	199	2,9	577	0,21	0,54	0,826	0,808	44	0,175	8	69,6	3,1	0,6
Всего по залежи 4 (44)			**В**	**49**	**3,8**	**186**					**14**		**5**		**1,0**	**0,3**
			C_1	**526**	**4,3**	**2262**					**171**		**60**		**11,9**	**4,2**
			В+C_1	**575**	**4,3**	**2448**					**185**		**65**		**12,9**	**4,5**
			C_2	**199**	**2,9**	**577**					**44**		**8**		**3,1**	**0,6**
ЮВ	5 (45)	ЧНЗ	В (ЗТ-125)	49	1,6	78	0,22	0,61	0,826	0,808	7	0,350	2	69,6	0,5	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-82)	545	4,8	2616	0,22	0,61	0,826	0,808	234	0,350	82	69,6	16,3	5,7
		ЧНЗ	В (ЗТ-88)	49	1,3	64	0,22	0,61	0,826	0,808	6	0,350	2	69,6	0,4	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-72)	49	12,4	608	0,22	0,61	0,826	0,808	54	0,350	19	69,6	3,8	1,3
		ЧНЗ	C_1 (север)	3191	4,3	13721	0,22	0,61	0,826	0,808	1229	0,350	430	69,6	85,5	29,9
		ЧНЗ	C_1 (юг)	987	0,4	395	0,22	0,61	0,826	0,808	35	0,350	12	69,6	2,4	0,8
		ЧНЗ	C_2 (север)	99	6,1	604	0,22	0,61	0,826	0,808	54	0,175	9	69,6	3,8	0,6
		ЧНЗ	C_2 (запад)	870	0,8	696	0,22	0,61	0,826	0,808	62	0,175	11	69,6	4,3	0,8
		ЧНЗ	C_2 (восток)	243	8,5	2066	0,22	0,61	0,826	0,808	185	0,175	32	69,6	12,9	2,2
		ВНЗ	В (ЗТ-49)	49	7,4	363	0,22	0,61	0,826	0,808	33	0,350	12	69,6	2,3	0,8
		ВНЗ	C_1 (север)	98	11,3	1107	0,22	0,61	0,826	0,808	99	0,350	35	69,6	6,9	2,4
		ВНЗ	C_1 (запад)	268	3,6	965	0,22	0,61	0,826	0,808	86	0,350	30	69,6	6,0	2,1
		ВНЗ	C_1 (юг)	28	0,2	6	0,22	0,61	0,826	0,808	1	0,350	0,4	69,6	0,1	0,0
		ВНЗ	C_2 (север)	981	4,5	4415	0,22	0,61	0,826	0,808	395	0,175	69	69,6	27,5	4,8
		ВНЗ	C_2 (юг)	379	0,5	190	0,22	0,61	0,826	0,808	17	0,175	3	69,6	1,2	0,2
Всего по залежи 5 (45)			**В**	**741**	**5,0**	**3729**					**334**		**117,0**		**23,3**	**8,0**
			C_1	**4572**	**3,5**	**16194**					**1450**		**507,4**		**100,9**	**35,2**
			В+C_1	**5313**	**3,7**	**19923**					**1784**		**624,4**		**124,2**	**43,2**
			C_2	**2572**	**3,1**	**7971**					**713**		**124,0**		**49,7**	**8,6**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по горизонту М-0-2-Б			**В**	**3146**		**21979**					**1750**		**615**		**149,1**	**52,1**
			C_1	**24282**		**77192**					**6267**		**2196**		**560,8**	**196,7**
			$B+C_1$	**27428**		**99171**					**8017**		**2811**		**709,9**	**248,8**
			C_2	**8476**		**19892**					**1721**		**300**		**128,4**	**22,3**
Горизонт М-0-3-А																
СЗ	р-н скв. ЗТ-170	ВНЗ	C_2	106	0,6	64	0,18	0,58	0,829	0,813	5	0,175	1	134,7	0,7	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-170			**C_2**	**106**	**0,6**	**64**					**5**		**1**		**0,7**	**0,1**
СЗ	1 (46)	ВНЗ	C_1	295	1,0	295	0,27	0,52	0,829	0,813	28	0,350	10	134,7	3,8	1,3
Всего по залежи 1 (46)			**C_1**	**295**	**1**	**295**					**28**		**10**		**3,8**	**1,3**
СЗ	3 (48)	ВНЗ	C_1	191	0,5	96	0,25	0,58	0,829	0,813	9	0,350	3	134,7	1,2	0,4
Всего по залежи 3(48)			**C_1**	**191**	**0,5**	**96**					**9**		**3**		**1,2**	**0,4**
СЗ	4 (49)	ВНЗ	C_1	420	0,8	336	0,29	0,56	0,829	0,813	37	0,350	13	134,7	5,0	1,8
Всего по залежи 4(49)			**C_1**	**420**	**0,8**	**336**					**37**		**13**		**5,0**	**1,8**
Ц	1 (51)	ВНЗ	В (север)	47	1,9	89	0,25	0,57	0,829	0,813	9	0,350	3	134,7	1,2	0,4
		ВНЗ	В (юг)	309	5,4	1669	0,25	0,57	0,829	0,813	160	0,350	56	134,7	21,6	7,5
		ВНЗ	C_1	1493	1,4	2090	0,25	0,57	0,829	0,813	201	0,350	70	134,7	27,1	9,4
Всего по залежи 1(51)			**В**	**356**	**4,9**	**1758**					**169**		**59**		**22,8**	**7,9**
			C_1	**1493**	**1,4**	**2090**					**201**		**70**		**27,1**	**9,4**
			$B+C_1$	**1849**	**2,1**	**3848**					**370**		**129**		**49,9**	**17,3**
Ц	2 (52)	ВНЗ	В (ЗТ-14)	151	6,8	1027	0,22	0,58	0,829	0,813	88	0,350	31	134,7	11,9	4,2
		ВНЗ	В (ЗТ-16)	49	7,5	368	0,22	0,58	0,829	0,813	32	0,350	11	134,7	4,3	1,5
		ВНЗ	C_1	2103	2,4	5047	0,22	0,58	0,829	0,813	434	0,350	152	134,7	58,5	20,5
Всего по залежи 2 (52)			**В**	**200**	**7**	**1395**					**120**		**42**		**16,2**	**5,7**
			C_1	**2103**	**2,4**	**5047**					**434**		**152**		**58,5**	**20,5**
			$B+C_1$	**2303**	**2,8**	**6442**					**554**		**194**		**74,7**	**26,2**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-307	ВНЗ	C_2	314	0,3	94	0,22	0,51	0,829	0,813	7	0,175	1	134,7	0,9	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-307			**C_2**	**314**	**0,3**	**94**					**7**		**1**		**0,9**	**0,1**
ЮВ	1 (53)	ВНЗ	C_1	315	1,5	473	0,19	0,51	0,829	0,813	31	0,350	11	134,7	4,2	1,5
Всего по залежи 1 (53)			**C_1**	**315**	**1,5**	**473**					**31**		**11**		**4,2**	**1,5**
Всего по горизонту М-0-3-А			**В**	**556**		**3153**					**289**		**101**		**39,0**	**13,6**
			C_1	**4817**		**8337**					**740**		**259**		**99,8**	**34,9**
			$B+C_1$	**5373**		**11490**					**1029**		**360**		**138,8**	**48,5**
			C_2	**420**		**158**					**12**		**2**		**1,6**	**0,2**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по горизонту М-0-3-А			**В**	**556**		**3153**					**289**		**101**		**39,0**	**13,6**
			C_1	**4817**		**8337**					**740**		**259**		**99,8**	**34,9**
			В+C_1	**5373**		**11490**					**1029**		**360**		**138,8**	**48,5**
			C_2	**420**		**158**					**12**		**2**		**1,6**	**0,2**
Горизонт М-0-3-Б																
СЗ	р-н скв. ЗТ-2	ВНЗ	C_1	215	0,7	151	0,20	0,61	0,720	0,809	11	0,350	4	122,7	1,3	0,5
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-2			**C_1**	**215**	**0,7**	**151**					**11**		**4**		**1,3**	**0,5**
СЗ	2 (55)	ЧНЗ	В (ЗТ-103)	27	6,0	162	0,27	0,65	0,720	0,809	17	0,350	6	122,7	2,1	0,7
		ЧНЗ	В (ЗТ-202)	27	6,0	162	0,27	0,65	0,720	0,809	17	0,350	6	122,7	2,1	0,7
		ЧНЗ	C_1	746	6,0	4476	0,27	0,65	0,720	0,809	458	0,350	160	122,7	56,2	19,6
		ВНЗ	В (ЗТ-103)	22	4,4	97	0,27	0,65	0,720	0,809	10	0,350	4	122,7	1,2	0,5
		ВНЗ	В (ЗТ-202)	22	2,8	62	0,27	0,65	0,720	0,809	6	0,350	2	122,7	0,7	0,2
		ВНЗ	C_1	591	3,1	1832	0,27	0,65	0,720	0,809	187	0,350	65	122,7	22,9	8,0
Всего по залежи 2 (55)			**В**	**98**	**4,9**	**483**					**50**		**18**		**6,1**	**2,1**
			C_1	**1337**	**4,7**	**6308**					**645**		**225**		**79,1**	**27,6**
			В+C_1	**1435**	**4,7**	**6791**					**695**		**243**		**85,2**	**29,7**
СЗ	р-н скв. ЗТ-56	ЧНЗ	C_1	505	2,4	1212	0,19	0,58	0,720	0,809	78	0,350	27	122,7	9,6	3,3
		ЧНЗ	C_2	467	1,3	607	0,19	0,58	0,720	0,809	39	0,175	7	122,7	4,8	0,9
		ВНЗ	C_1	225	1,3	293	0,19	0,58	0,720	0,809	19	0,350	7	122,7	2,3	0,9
		ВНЗ	C_2	679	0,4	272	0,19	0,58	0,720	0,809	17	0,175	3	122,7	2,1	0,4
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-56			**C_1**	**730**	**2,1**	**1505**					**97**		**34**		**11,9**	**4,2**
			C_2	**1146**	**0,8**	**879**					**56**		**10**		**6,9**	**1,3**
СЗ	р-н скв. ЗТ-63	ЧНЗ	C_1	91	7,3	664	0,25	0,62	0,720	0,809	60	0,350	21	122,7	7,4	2,6
		ВНЗ	C_1	724	3,1	2244	0,25	0,62	0,720	0,809	203	0,350	71	122,7	24,9	8,7
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-63			**C_1**	**815**	**3,6**	**2908**					**263**		**92**		**32,3**	**11,3**
Ц	1 (57)	ЧНЗ	C_1	188	2,6	489	0,19	0,53	0,720	0,813	29	0,350	10	122,7	3,6	1,2
		ВНЗ	C_1	73	1,5	110	0,19	0,53	0,720	0,813	6	0,350	2	122,7	0,7	0,2
Всего по залежи 1 (57)			**C_1**	**261**	**2,3**	**599**					**35**		**12**		**4,3**	**1,4**
Ц	2 (58)	ЧНЗ	C_1	54	1,3	70	0,19	0,53	0,720	0,813	4	0,350	1	122,7	0,5	0,1
		ВНЗ	C_1	24	0,9	22	0,19	0,53	0,720	0,813	1	0,350	0	122,7	0,1	0,0
Всего по залежи 2 (58)			**C_1**	**78**	**1,2**	**92**					**5**		**1**		**0,6**	**0,1**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Всего по горизонту М-0-3-Б			**В**	**98**		**483**					**50**		**18**		**6,1**	**2,1**
			C_1	**3436**		**11563**					**1056**		**368**		**129,5**	**45,1**
			В+C_1	**3534**		**12046**					**1106**		**386**		**135,6**	**47,2**
			C_2	**1146**		**879**					**56**		**10**		**6,9**	**1,3**
Горизонт PZ																
СЗ	1 (59)	ГНЗ	C_1 (запад)	175	0,8	140	0,10	0,85	0,664	0,821	6	0,300	1,8	188,1	1,1	0,3
		ГНЗ	C_1 (восток)	29	0,8	23	0,10	0,85	0,664	0,821	1	0,300	0,3	188,1	0,2	0,1
		ЧНЗ	В (ЗТ-202)	36	6,3	227	0,13	0,72	0,664	0,821	12	0,300	4	188,1	2,3	0,8
		ЧНЗ	C_1 (север)	668	3,2	2138	0,13	0,72	0,664	0,821	109	0,300	33	188,1	20,5	6,2
		ЧНЗ	C_1 (центр)	222	1,9	422	0,13	0,72	0,664	0,821	22	0,300	7	188,1	4,1	1,3
		ЧНЗ	C_1 (юг)	15	1,2	18	0,13	0,72	0,664	0,821	1	0,300	0,3	188,1	0,2	0,1
		ЧНЗ	C_1 (ЗТ-117)	32	9,7	310	0,13	0,72	0,664	0,821	16	0,300	5	188,1	3,0	0,9
		ВНЗ	В (ЗТ-202)	11	5,5	61	0,12	0,66	0,664	0,821	3	0,300	1	188,1	0,6	0,2
		ВНЗ	C_1 (север)	597	3,7	2209	0,12	0,66	0,664	0,821	95	0,300	29	188,1	17,9	5,5
		ВНЗ	C_1 (юг)	201	3,2	643	0,12	0,66	0,664	0,821	28	0,300	8	188,1	5,3	1,5
Всего по залежи 1(59)			**В**	**47**	**6,1**	**288**					**15**		**5,0**		**2,9**	**1,0**
			C_1	**1939**	**3**	**5903**					**278**		**84,4**		**52,3**	**15,9**
			В+C_1	**1986**	**3,1**	**6191**					**293**		**89,4**		**55,2**	**16,9**
СЗ	р-н скв. ЗТ-102	ЧНЗ	В	22	3,7	81	0,18	0,61	0,664	0,821	5	0,300	2	188,1	0,9	0,4
		ЧНЗ	C_1	432	5,8	2506	0,18	0,61	0,664	0,821	150	0,300	45	188,1	28,2	8,5
		ВНЗ	В	10	3,3	33	0,18	0,61	0,664	0,821	2	0,300	1	188,1	0,4	0,2
		ВНЗ	C_1	108	3,7	400	0,18	0,61	0,664	0,821	24	0,300	7	188,1	4,5	1,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-102			**В**	**32**	**3,6**	**114**					**7**		**3,0**		**1,3**	**0,6**
			C_1	**540**	**5,4**	**2906**					**174**		**52,0**		**32,7**	**9,8**
			В+C_1	**572**	**5,3**	**3020**					**181**		**55**		**34,0**	**10,4**
СЗ	р-н скв. ЗТ-51	ГНЗ	C_2	311	0,7	218	0,09	0,67	0,664	0,821	7	0,150	1,1	188,1	1,3	0,2
		ЧНЗ		190	3,2	608	0,09	0,67	0,664	0,821	20	0,150	3	188,1	3,8	0,6
		ВНЗ		54	1,5	81	0,09	0,67	0,664	0,821	3	0,150	0,5	188,1	0,6	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-51			**C_2**	**555**	**1,6**	**907**					**30**		**4,6**		**5,7**	**0,9**
СЗ	2 (60)	ГНЗ	C_1	142	2,9	412	0,09	0,59	0,664	0,821	12	0,300	4	188,1	2,3	0,8
		ЧНЗ		423	2,4	1015	0,10	0,58	0,664	0,821	32	0,300	10	188,1	6,0	1,9
		ВНЗ		275	1,0	275	0,10	0,58	0,664	0,821	9	0,300	3	188,1	1,7	0,6
Всего по залежи 2(60)			**C_1**	**840**	**2,0**	**1702**					**53**		**17,0**		**10,0**	**3,3**

Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
СЗ	3 (61)	ЧНЗ	C_1	141	2,8	395	0,13	0,64	0,664	0,821	18	0,300	5,4	188,1	3,4	1,0
		ЧНЗ	C_2	1118	0,9	1006	0,13	0,64	0,664	0,821	46	0,150	7	188,1	8,7	1,3
		ВНЗ	C_1	383	3,2	1226	0,10	0,63	0,664	0,821	42	0,300	13	188,1	7,9	2,4
		ВНЗ	C_2 (запад)	91	0,5	46	0,10	0,63	0,664	0,821	2	0,150	0,3	188,1	0,4	0,1
		ВНЗ	C_2 (восток)	183	0,5	92	0,10	0,63	0,664	0,821	3	0,150	0,5	188,1	0,6	0,1
Всего по залежи 3 (61)			**C_1**	**524**	**3,1**	**1621**					**60**		**18,4**		**11,3**	**3,4**
			C_2	**1392**	**0,8**	**1144**					**51**		**7,8**		**9,7**	**1,5**
СЗ	4 (62)	ЧНЗ	C_1	31	2,6	81	0,07	0,73	0,664	0,821	2	0,300	0,6	188,1	0,4	0,1
		ВНЗ		225	1,1	248	0,07	0,73	0,664	0,821	7	0,300	2	188,1	1,3	0,4
Всего по залежи 4 (62)			**C_1**	**256**	**1,3**	**329**					**9**		**2,6**		**1,7**	**0,5**
СЗ	р-н скв. ЗТ-234	ВНЗ	C_1	44	0,7	31	0,10	0,73	0,664	0,821	1	0,300	0,3	188,1	0,2	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-234			**C_1**	**44**	**0,7**	**31**					**1**		**0,3**		**0,2**	**0,1**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-127	ЧНЗ	C_1	471	1,0	471	0,20	0,63	0,664	0,821	32	0,300	10	188,1	6,0	1,9
		ВНЗ		62	0,3	19	0,20	0,63	0,664	0,821	1	0,300	0,3	188,1	0,2	0,1
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-127			**C_1**	**533**	**0,9**	**490**					**33**		**10,3**		**6,2**	**2,0**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-126	ЧНЗ	C_2	141	1,8	254	0,15	0,56	0,664	0,821	12	0,150	2	188,1	2,3	0,4
		ВНЗ		48	1,2	58	0,15	0,56	0,664	0,821	3	0,150	0	188,1	0,6	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-126			**C_2**	**189**	**1,7**	**312**					**15**		**2,0**		**2,9**	**0,4**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-315	ЧНЗ	C_2	35	1,0	35	0,10	0,65	0,664	0,821	1	0,150	0,2	188,1	0,2	0,0
		ВНЗ		20	0,8	16	0,10	0,65	0,664	0,821	1	0,150	0,2	188,1	0,2	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-315			**C_2**	**55**	**0,9**	**51**					**2**		**0,4**		**0,4**	**0,0**
ЮВ	1 (63)	ВНЗ	В	238	2,4	571	0,19	0,61	0,664	0,821	36	0,300	11	188,1	6,8	2,1
Всего по залежи 1 (63)			**В**	**238**	**2,4**	**571**					**36**		**11**		**6,8**	**2,1**
ЮВ	р-н скв. ЗТ-93	ВНЗ	C_2	32	1,2	38	0,07	0,80	0,664	0,821	1	0,150	0,2	188,1	0,2	0,0
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-93			**C_2**	**32**	**1,2**	**38**					**1**		**0,2**		**0,2**	**0,0**
Всего по горизонту PZ			**В**	**317**	**3,1**	**973**					**58**		**19**		**11,0**	**3,7**
			C_1	**4676**	**2,8**	**12982**					**608**		**185**		**114,4**	**35,0**
			$B+C_1$	**4993**	**2,8**	**13955**					**666**		**204**		**125,4**	**38,7**
			C_2	**2223**	**1,1**	**2452**					**99**		**15**		**18,9**	**2,8**
В целом по месторождению			**В**	**12440**		**82837**					**9471**		**3681**		**369,0**	**129,5**
			C_1	**107597**		**321275**					**28995**		**10844**		**2001,4**	**697,2**
			$B+C_1$	**120037**		**404112**					**38466**		**14525**		**2370,4**	**826,7**
			C_2	**49076**		**91372**					**7205**		**1260**		**530,9**	**92,3**

Таблица 1.8.3.1.2 – Месторождение Западный Тузколь. Подсчёт начальных запасов свободного газа по состоянию на 02.01.2023 г.

Свод	Залежь	Зона	Категория	Газонасыщенная площадь, тыс.м^2	Газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м^3	Коэфф. открытой пористости, д.ед	Коэфф. газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта, д.ед.		Температурная поправка, д.ед.	Коэфф. перевода тех. атм. в физ., д.ед.	Начальные геологические запасы газа, млн.м^3	Коэффициент извлечения, д.ед.	Извлекаемые запасы газа, млн.м^3
									начальное	конечное	начальное	конечное					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Горизонт PZ																	
С3	1 (59)	ГНЗ	C_1	204	1,5	306	0,12	0,71	15,8	0,1	1,227	1,0	0,868	9,87	4,3	0,900	3,9
Всего по залежи 1 (59)			**C_1**	**204**	**1,5**	**306**									**4,3**		**3,9**
С3	р-н скв. ЗТ-51	ЧГЗ	C_1	131	2,0	262	0,17	0,66	15,8	0,1	1,227	1,0	0,868	9,87	4,9	0,900	4,4
		ГНЗ		311	1,1	342	0,10	0,66	15,8	0,1	1,227	1,0	0,868	9,87	3,7	0,900	3,3
Всего по залежи в р-не скв. ЗТ-51			**C_1**	**442**	**1,4**	**604**									**8,6**		**7,7**
С3	2 (60)	ЧГЗ	C_1	25	2,1	53	0,13	0,67	9,4	0,1	1,205	1,0	0,873	9,87	0,4	0,900	0,4
		ГНЗ		142	1,2	170	0,06	0,79	9,4	0,1	1,205	1,0	0,873	9,87	0,8	0,900	0,7
Всего по залежи 2(60)			**C_1**	**167**	**1,3**	**223**									**1,2**		**1,1**
Всего по горизонту PZ			**C_1**	**813**		**1133**									**14,1**		**12,7**
Всего по месторождению			**C_1**	**813**		**1133**									**14,1**		**12,7**

Таблица 1.8.3.1.3 - Месторождение Западный Тузколь. Остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа на 01.07.2024 г.

Наименование периода	Объект	Начальные запасы нефти, тыс.т		Добыча нефти на дату составления отчета, тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Начальные запасы рас. газа, млн.м^3		Добыча раств. газа на дату составления отчета, млн.м^3	Остаточные запасы рас. газа млн.м^3	
		балан-совые	извле-каемые		балан-совые	извле-каемые	балан-совые	извле-каемые		балан-совые	извле-каемые
На дату отчета	I объект	9189	3677	619,8	8569,2	3057,2	2	0,6	0,31	1,69	0,29
	II объект	2777	1593	1127	1650	466	8,6	5	3,8	4,8	1,2
	III объект	26500	9255	2553,1	23946,9	6701,9	2359,8	821,1	183,8	2176	637,3
	Всего	**38466**	**14525**	**4299,9**	**34166,1**	**10225,1**	**2370,4**	**826,7**	**187,8**	**2182,6**	**638,9**

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, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, 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;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и 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 км^2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***высокая*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения газа, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного

извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с длительной эксплуатацией месторождения, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буфферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;
- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются

химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние работ на почвенный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1000 м 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, приводит 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 оценивается как ***воздействие средней значимости*** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

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 Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» отбор почвенных проб осуществляется на 4-х стационарных экологических площадках (СЭП). Станции расположены на границе санитарно-защитной зоны месторождения Западный Тузколь.

Для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов были приняты: pH, Хлориды, Кадмий, Цинк, Медь, Свинец, Нефтепродукты, Нитраты, Сульфаты.

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 превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычленить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор

проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что 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, противоэрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода,

хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. *Механические нарушения*, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. *Дорожная дигрессия*. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. *Загрязнение растительности*. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждениям, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при

соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 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 превышает 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 и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год в летне-осенний период.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;

- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

Прямые воздействия обусловливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

Косвенные воздействия обусловливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – <u>ограниченный (2)</u> – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – <u>многолетний (4)</u> – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, 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.

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 стации 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 и с прилежащей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности

мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проектируемых работах на месторождении, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные и тепловые излучения.

Акустическое воздействие

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории. Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Необходимо учитывать, что в рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2– Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач. Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр. Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м

от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект. Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5 (4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10 (8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20 (16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100 (80)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м^2. Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 1.8.7.1.4.

Таблица 1.8.7.1.4 - 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 превышаться 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 км^2 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 Западный Тузколь налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеет «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождении Западный Тузколь, оснащенный современным оборудованием для обезвреживания и утилизации отходов.

Все отходы производства и потребления по мере их образования вывозятся на собственный «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов». Поступившие на участок отходы утилизируются на установках ТДУ Фактор-2000-ОС, Фактор-2000-ЖДТ и на инсинераторе «Brener-1000». Полученное после утилизации вторичное сыре используется на строительство дорог, рекультивацию отработанной части карьера и др. отрасли. Не подлежащие к утилизации производственные отходы, складируются и временно хранятся в контейнерах на специализированной площадке на Участке (не более шести месяцев), далее передаются сторонним организациям по договору, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов.

Основные применяемые технологические решения по обращению с отходами на месторождении Западный Тузколь представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Применяемые технологические решения по обращению с отходами

Вид отхода	Код отхода	Способы обращения с отходами
Опасные отходы		
Донные шламы (нефтешлам)	05 01 03*	На сжигание на спец. оборудовании
Грунт и камни, содержащие опасные вещества (замазученный грунт)	17 05 03*	На сжигание на спец. оборудовании
Стекло, пластмассы, дерево, содержащие или загрязненные опасными веществами (стекловолоконные трубы)	17 02 04*	Передается сторонним организациям по договору
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (бочки металлические из под химреагентов)	15 01 10*	Передается сторонним организациям по договору
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (бочки полимерные из под химреагентов)	15 01 10*	Передается сторонним организациям по договору
Масляные фильтры	16 01 07*	Передается сторонним организациям по договору
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло)	13 02 08*	На сжигание на спец. оборудовании
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленные ветошь)	15 02 02*	На сжигание на спец. оборудовании
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (металлическая тара из под ЛКМ)	08 01 11*	Передается сторонним организациям по договору
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	Передается сторонним организациям по договору
Неопасные отходы		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	На сжигание на спец. оборудовании
Отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (медицинские отходы)	18 01 04	Передается сторонним организациям по договору
Черные металлы	16 01 17	Передается сторонним организациям по договору
Цветные металлы	16 01 18	Передается сторонним организациям по договору
Смешанные отходы строительства и сноса (строительный мусор)	17 09 04	Передается сторонним организациям по договору
Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда (воздушные фильтры)	15 02 03	Передается сторонним организациям по договору
Шламы очистки сточных вод (иловые осадки)	19 08 05	Используются при рекультивации отработанных частей карьеров
Списанное электрическое и электронное оборудование (отработанная офисная оргтехника)	20 01 36	Передается сторонним организациям по договору
Крупногабаритные отходы (бытовая техника)	20 03 07	Передается сторонним организациям по договору
Пластмассы (пластиковые отходы)	20 01 39	На сжигание на спец. оборудовании
Отходы, не указанные иначе (обезвреженные отходы)	10 01 99	Используются при рекультивации отработанных частей карьеров

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).

Таким образом, на предприятии ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» система управления отходами включает следующие этапы технологического цикла отходов:

- раздельный сбор с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов;
- накопление и вывоз на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов»;
- складирование в маркированных контейнерах для каждого вида отходов;
- транспортировка на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» с регистрацией движения всех отходов;
- переработка отходов на установках ТДУ Фактор-2000-ОС, ТДУ Фактор-2000-ЖДТ, инсинератор «Brener-1000»;
- передача отходов, не подлежащих переработке на ТДУ Фактор-2000-ОС, ТДУ, Фактор-2000-ЖДТ и Инсинератор «Brener-1000» передаются специализированным организациям по договору на тендерной основе.

Ориентировочные объемы и виды отходов на период реализации проектных решений вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения Западный Тузколь будут являться:

Черные и цветные металлы (металлолом)

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования и при ремонте автотранспорта, Данный вид оходов - не пожароопасные, код отходов - 16 01 17, 16 01 18, неопасные отходы.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **500 т/год** (черных металлов – 400 т/год, цветных металлов – 100 т/год). Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Накопление отходов осуществляется на площадке временного складирования металлолома на Участке утилизации отходов. Металлолом является сырьем (товаром) и реализуется по договору специализированным организациям.

Смешанные отходы строительства и сноса (строительный мусор) образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Данный вид оходов - твердые, не пожароопасные, код отхода - 17 09 04, неопасные отходы.

Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **145 т/год.**

Строительные отходы собираются на карте временного накопления строительных отходов на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождении Западный Тузколь. Вывоз строительных отходов на утилизацию осуществляется специализированной организацией на тендерной основе.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалам (промасленная ветошь)

Промасленная ветошь образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования. Данный вид отхода относится к опасному виду отходов, код отхода - 15 02 02*, пожароопасный, твердый, не растворим в воде.

Норма образования промасленной ветоши:

$N = M_0 + M + W$, т/год,

где M_0 – поступающее количество ветоши, 0,2 т/год;

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

W – нормативное содержание в ветоши влаги, W = 0,15 * Mo;

M = 0,12 * 0,2 = 0,024

W = 0,15 * 0,2 = 0,030

Количество образования промасленной ветоши:

N = 0,2 + 0,024 + 0,030 = **0,254 т/год**.

По мере образования промасленная ветошь временно накапливается в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон. Затем вывозится на участок утилизации отходов для обезвреживания.

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие исчерпания ресурса времени работы. Данный вид отхода относится к опасному виду отходов, код отхода - 20 01 21*.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

N = n * T/Tp,

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп (500 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

Tp – нормативный срок службы лампы, час. (6000 час);

Средний вес одной лампы – 215 гр.

N = 500* 4380/6000 = 365 шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,078 т/год**.

Для хранения отработанных ламп выделено специализированное место, оборудованное в соответствии с санитарными правилами. Отработанные лампы упаковываются в картонные упаковки и складируются в специализированном помещении, без доступа посторонних лиц. Отработанные лампы передаются по договору со специализированной организацией.

Масляные фильтры (от ГТУ) образуются в процессе замены фильтров.

Данный вид отхода относится к опасному виду отходов, код отхода - 16 01 07*, пожароопасный. Количество масляных фильтров определяется по формуле:

N = n * m, где,

n – количество работающих фильтров (36 шт.);

m - средняя масса фильтра – 20,83 кг.

N = 36*20,83/1000 = **0,75 т/год**.

По мере образования отработанные масляные фильтры временно накапливаются в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Передаются сторонним организациям по договору.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (воздушные фильтры) образуется при замене фильтра. Данный вид отхода относится к неопасному виду отходов, код отхода - 15 02 02*.

Количество фильтров определяется по формуле:

N = n * m

n – количество работающих фильтров (207 шт.);

m - средняя масса фильтра – 5,112 кг.

N = 207*5,112/1000 = **1,0582 т/год**.

Воздушные фильтры временно хранятся в специальном контейнере на территории Участка утилизации отходов. Временное накопление на Участке утилизации отходов с последующей передачей в специализированные организации на договорной основе.

Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло) образуются при ремонте оборудования и эксплуатации автотранспортных средств, генераторов, ДЭС. Данный вид отхода относится к опасному виду отходов, код отхода - 13 02 08*, пожароопасный, жидкий, малорастворимый в воде.

Определение объема отработанных масел:

N = (Nd + Nb) * 0,25 – норма образования отработанного моторного масла, т/год,

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

Nd – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе. Nd = Yd*Hd*ρ (Yd – расход дизельного топлива 240 тонн = 279,07 м³; Hd – норма расхода масла. 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

Nd= 279,07 * 0,032 * 0,930 = 8,305 т;

Nb – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине.

Nb = Yb * Hb * ρ (Yb – расход бензина, 85 тонн = 111,84 м³; Hb – норма расхода масла. 0,024 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

Nb= 111,84 * 0,024 * 0,930 = 2,496 т;

N = (8,305+2,496) * 0,25 = **2,7 т/год.**

По мере образования отработанные масла временно накапливаются в герметичных бочках с плотно закрывающимися крышками, объемом 200 литров, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. Затем вывозится на участок утилизации отходов для обезвреживания.

Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (металлическая тара из-под ЛКМ) - образуется при проведении антикоррозийных работ на оборудовании на производственных объектах промыслов, а также текущем ремонте зданий и сооружений в вахтовых поселках, строительных работах на новых объектах. Данный вид отходов относится к опасным отходам, код отхода - 08 01 11*.

Ориентировочное количество отхода определяется по формуле:

N=Σ Mi * n+ΣMki * αi,

Mi – масса i-го вида тары, 0,0003 т;

n – число видов тары, 60 шт.;

Mki – масса краски в i-й таре, 0,003 т;

αi – содержание остатков краски в таре в долях от Mki (0,01-0,05).

N= 0,0003*60+0,003*0,05*60 **= 0,027 т/год.**

По мере образования отходы временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием на Участке утилизации отходов. Использованная тара из-под ЛКМ передается по договору со специализированной организацией.

Отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

В медпункте образуются такие отходы, как вата, бинты, шпатель, упаковочные материалы таблеток.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

Nм = Нм * N* n,

где: Nм – количество медицинских отходов, т

Нм – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, 384 чел;

N – количество посещений медпункта работником в год.

Nм = 0,0001*384*3 = **0,1152 т/год.**

Медицинские отходы складируются в специальных картонных коробках и в пластиковых контейнерах для сбора пакетов с медицинскими отходами. Срок временного накопления отхода не более 3-х суток. В соответствии договора между ТОО «ТМГО» и ТОО «ЦАСГ» ответственность за вывоз и утилизацию медицинских отходов, предоставление в гос.органы отчетностей по медотходам возложена на объект здравоохранения (ТОО «ЦАСГ»), оказывающий мед.услуги ТОО «ТМГО».

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО))

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Данный вид отходов относится к неопасным отходам, код отхода - 20 03 01, твердые, не токсичные, не растворимы в воде.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

G = n * q * ρ, т/год

n - численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $м^3$/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/$м^3$.

G = 384*1,06*0,25 = **101,76 т/год**

По мере образования ТБО на объектах и в жилом городке 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. ТБО обезвреживается по мере поступления на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь.

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Западный Тузколь вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Западный Тузколь

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	**0,0**	**751,7424**
в том числе отходов производства	**0,0**	**649,9824**
отходов потребления	**0,0**	**101,76**
Опасные отходы		
Масляные фильтры	0,0	0,75
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло)	0,0	2,7
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,254
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (металлическая тара из-под ЛКМ)	0,0	0,027
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,078
Неопасные отходы		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	101,76
Черные металлы	0,0	400,0
Цветные металлы	0,0	100,0
Отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (медицинские отходы)	0,0	0,1152
Абсорбенты, фильтровальные материалы (воздушные фильтры от ГТС)	0,0	1,0582
Смешанные отходы строительства и сноса (строительный мусор)	0,0	145,0
Зеркальные		
--	-	-

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

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство

разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671», составит: ***386,5343*** тонн, из них: буровой шлам - 174,36 тонн, отработанный буровой раствор (ОБР) - 103,77 тонн, отработанные масла - 3,9 тонн, огарки сварочных электродов - 0,0363 тонн, металлолом - 2,02 тонн, коммунальные (ТБО) отходы - 3,248 тонн, пустая бочкотара - 0,5 тонн, использованная тара - 1,5 тонн, отходы ГРП - 97,2 тонн.

Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве скважин на месторождении Западный Тузколь по всем вариантам разработки представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве скважин на месторождении Западный Тузколь по вариантам разработки

Годы	Ввод скважин из бурения	Образование отходов, т/год
1 вариант		
2026	2	773,0686
2027	-	-
2028	-	-
2029	-	-
2030	-	-
2 вариант		
2026	8	3092,2744
2027	4	1546,1372
2028	4	1546,1372
2029	4	1546,1372
2030	4	1546,1372

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Западный Тузколь, 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 Западный Тузколь принципами управления отходами.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на

минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится раздельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения. Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет. Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к

загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***низкая*** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»,

утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов. Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся 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 материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись. Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

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 была разработана «Программа управления отходами для контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2024-2025 годы», на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Цель программы заключается в постепенном уменьшении (сокращении) объемов образуемых и накопленных отходов, временно накопленных отходов на Участке утилизации отходов.

Для достижения вышеуказанной цели поставлены следующие задачи:

- использование наилучших доступных технологий по обезвреживанию отходов;
- вторичное использование отходов;
- использование услуг по обращению с отходами физических и юридических лиц, заинтересованных в использовании отходов.

Задача Программы - определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- Совершенствование системы управления отходами в ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТМГО);
- Идентификацию экологических аспектов управления отходами, вытекающих из прошлых, настоящих и планируемых видов и объемов деятельности предприятия;

- Идентификацию приоритетов Программы управления отходами и определение целевых экологических показателей, для определения и оценки воздействий на окружающую среду;
- Разработку организационных схем и процедур, в целях достижения целевых показателей Программы управления отходами к обозначенным срокам;
- Контроль, мониторинг, аудит, анализ и корректирующие действия для обеспечения соответствия Программы управления отходами требованиям экологической политики предприятия, обозначенным в ней задачам и целям.

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 управление отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает:

1. Оптимизация системы учета и контроля на всех этапах технологического цикла отходов:

- соблюдение требований действующего Экологического законодательства, направленных на организационно-технические и технологические меры по удалению образующихся отходов;
- наличие паспортов опасных отходов, зарегистрированных уполномоченным органом в области охраны окружающей среды;
- регулярный учет всех образующихся отходов;
- периодическая инвентаризация образующихся отходов;
- предоставление отчетности по объемам образующихся отходов в Государственные органы Республики Казахстан;
- соблюдение требований по предупреждению аварийных ситуаций, связанных с обращением образующихся отходов, в случаи их возникновения - немедленное информирование уполномоченного органа в области охраны окружающей среды;
- периодический осмотр мест и тары временного хранения отходов.

2. По возможности повторное использование обезвреженных отходов для уменьшения объемов добычи ОПИ.

3. Своевременный вывоз на утилизацию/обезвреживание/переработку отходов производства и потребления.

4. Своевременное заключение договоров со специализированными организациями на вывоз отходов производства и потребления.

В ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация.

Предотвращение или минимизация образования отходов занимает первое место в политике управления отходами ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг». Данный подход позволяет экономить средства на проведение мероприятий по обращению с отходами, а также приводит к повышению производительности и снижению удельного использования ресурсов. Снижение количества отходов может быть достигнуто за счет переориентирования производства и потребления на продукцию и упаковку, приводящую к образованию меньшего количества отходов (например, пропаганда многократного использования продукции, мотивирование к снижению количества упаковки и т.п.).

Повторное использование - наиболее приемлемая технология. Вторичное использование подразумевает повторное использование обезвреженных производственных отходов. В настоящее время предприятие нацелено на снижение количества отходов и обеспечение того, что произведенные отходы используются и обезвреживаются способами, не приводящими к деградации окружающей среды.

Обезвреженные отходы ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеют собственный стандарт организации и сертификат на «Грунт техногенный» - сертификат соответствия №KZ.2710317.01.01.01094 от 15 мая 2023 г. Обезвреженные отходы получены путем обезвреживания производственных отходов и могут быть использованы в качестве строительного материала при строительстве дорог, для рекультивации нарушенных земель и для технической рекультивации отработанной части карьеров. Сырьем для техногенного грунта являются производственные отходы, образованные на нефтепромысле ТОО «ТМГО».

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» 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, классифицируется 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.

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

Кызылординская область (каз. Қызылорда облысы) образована 15 января 1938 года.

Область расположена в юго-западной части Казахстана с общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,3% всей территории республики.

Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на Севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно - Казахстанской областями, а на юге - с Республикой Узбекистан.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда. В области 265 поселка и села, 145 сельских и аульных округа.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр - город Аральск;
2. Казалинский район, центр - посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр - село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр - село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр - село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр - село Шиели (Чиили);
7. Жанакорганский район, центр - село Жанакорган (Яныкурган);

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

2.2 Социально – экономическое положение региона

Численность и миграция населения

Численность населения Кызылординской области на 1 июня 2025 г. составила 846,9 тыс. человек, в том числе 399,1 тыс. человек (47%) - городских, 447,8 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-мае 2025 г. составил 4837 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 6041 человека).

За январь-май 2025 г. число родившихся составило 6739 человека (на 15,0% меньше, чем в январе-мае 2024 г.), число умерших составило 1902 человек (на 1,0% больше, чем в январе-мае 2024г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - -4033 человек (в январе-мае 2024г. – -3490 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 18 человек (0), во внутренней – - 4051 человек (-3490).

Труд и доходы

Численность безработных в I квартале 2025 г. составила 16,9 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 апреля 2025г. составила 16863 человек или 4,8% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в I квартале 2025 г. составила 354856 тенге, прирост к I кварталу 2024 г. составил 7,6%.

Индекс реальной заработной платы в I квартале 2025г. составил 98,8%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2025г. составили 159618 тенге, что на 10,8% выше, чем в I квартале 2024 г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период 101,7%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-июне 2025г. составил 512239 млн. тенге в действующих ценах, что составило 100,0% по сравнению с январем-июнем 2024 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 7,0%, в обрабатывающей промышленности отмечен рост на 17,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом снижение на 7,1%, в водоснабжение; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений рост на 21,5%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе- июне 2025 года составил 31 462,5 млн.тенге, или 102,8 % к январю-июне 2024г.

Объем грузооборота в январе-июне 2025г. составил 17133,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 104,8% к январю-июню 2024г.

Объем пассажирооборота – 1331,4 млн. пкм или 119,2% к январю-июню 2024г.

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе-июне 2025 года составил 111957 млн. тенге, или 144,5% к соответствующему периоду прошлого года.

В январе-июне 2025 года общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась по сравнению с соответствующим периодом прошлого года на 6,0% и составила 350,4 тыс. кв. метров, из них в многоквартирных жилых домах – в 3,0 раза (52,7 тыс. кв.м), а в индивидуальных жилых домах и общежитиях – снизилась на 2,7 % (294,6 тыс. кв.м.) и на 46,0% (3,1 тыс. кв.м), соответственно.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июне 2025 года составил 295112 млн. тенге, или 121,5% к январю-июню 2024 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июля 2025г. составило 11617 единиц, в том числе 11254 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается увеличение зарегистрированных юридических лиц на 10,1%. Количество действующих

юридических лиц составило 10330 единиц, среди которых 9967 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 9009 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 14,0%.

Экономика

Объем валового регионального продукта за I квартал 2025г. составил в текущих ценах 640,3 млрд. тенге. По сравнению с I кварталом 2024г. реальный ВРП увеличился на 4,7%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 31,6%, услуг – 61,7%.

Индекс потребительских цен в июне 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. составил 106,2%.

Цены на продовольственные товары выросли на 7,8%, непродовольственные товары – на 4,7%, платные услуги для населения – на 5,6%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июне 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. снизились на 6,9%.

Объем розничной торговли в январе-июне 2025г. составил 246522,9 млн. тенге, или на 104,2% больше соответствующего периода 2024г.

Объем оптовой торговли в январе-июне 2025г. составил 153342,5 млн. тенге, или 107,4% к соответствующему периоду 2024г.

По предварительным данным в январе-мае 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 50,6 млн. долларов США и по сравнению с январем-маем 2024г. уменьшилась на 48,6%, в том числе экспорт 28,5 млн. долларов США (на 60,4% меньше), импорт 22,1 млн. долларов США (на 16,7% меньше).

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Санитарно-эпидемиологическая обстановка в Кызылординской области находится под постоянным контролем. В регионе ведется мониторинг 102 нозологий заболеваний, из них по 41 в прошлом году не было зарегистрировано ни одного случая.

Иммунизация населения имеет большое значение в стабилизации эпидемиологической ситуации и предупреждении распространения вакциноуправляемых инфекционных заболеваний. Высокий охват профилактическими прививками способствует формированию коллективного иммунитета. С 15 сентября 2024 года началась вакцинация девочек-подростков 11 лет против вируса папилломы человека. За отчетный период вакцинацию прошли 5775 девочек. В настоящее время вакцинация продолжается, и никаких побочных эффектов после вакцинации не наблюдалось. Кроме того, для профилактики инфекционных заболеваний в населенных пунктах в весенние и осенние месяцы

проводились противоклещевые обработки, эффективность которых составила 100%. В рамках контроля качества питьевой воды проведено исследование централизованных объектов водоснабжения по микробиологическим (2584 проб воды) и санитарно-химическим (2590 проб) показателям. Исследование показало, что содержание сухого вещества и хлоридов превышает допустимые нормы. В связи с этим, даны рекомендации соответствующим учреждениям, проведены работы по промывке и дезинфекции систем водоснабжения.

Также даный регион находится в природном очаге ряда особо опасных инфекционных заболеваний. За последние 10 лет не зарегестрировано ни одного случая. Кроме того, в регионе снижаются показатели распространенности бруцеллеза и туберкулеза.

Поддерживаютя правила санитарных норм и противоэпидемические мероприятия:

- вакцинация;
- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

Формирование вариантов при разработке «Дополнения к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 г.» основывается на сравнительной технико-эколого-экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Западный Тузколь приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения Западный Тузколь

Показатели	1 вариант	2 вариант рекомендуемый
Режим разработки	С поддержанием пластового давления путем закачки воды	С поддержанием пластового давления путем закачки воды
Расчетный период разработки, годы	2026-2100	2026-2115
Прибыльный период, годы	2026-2090	2026-2107
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	277,6	289,5
Максимальный объем добычи газа, млн.м3	15,189	12,463
Ввод скважин из бурения, ед.	2	24
Количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, шт.	65	65
Количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2026 год – 148,92290779 2027 год – 134,41599779 2028 год – 122,46239779 2029 год – 115,43119779 2030 год – 109,79290779	2026 год – 130,26551779 2027 год – 120,76820779 2028 год – 113,09882779 2029 год – 105,36362779 2030 год – 126,27192779
Капитальные вложения, млн. тенге	11 447,6	28 028,1
Эксплуатационные затраты, млн. тенге	8 630 648,7	39 608 000,8
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	66 285,0	73 319,8
Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	2 237 769,8	15 196 428,4
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	3 548 006,5	21 913 909,5
Коэффициент извлечения нефти (КИН), %	27,0	37,8

В период эксплуатации месторождения Западный Тузколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении Западный Тузколь, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота диоксид, азот оксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}, бензол, диметилбензол, метилбензол, сероводород.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Западный Тузколь приводятся в таблицах 1.8.1.2.2 - 1.8.1.2.3 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» настоящего отчета ОВВ.

Приведенные в сравнительной таблице 3.1 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 1 варианта разработки, что связано с максимальным объемом добычи газа.

При этом согласно технико-экономическим показателям, наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10 %) приходится по второму варианту.

Наибольшее значение накопленной чистой прибыли, на последний рентабельный год разработки, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 85,3 % больше, чем в первом варианте.

Наибольшие суммарные выплаты Государству, в виде налогов, приходятся по второму варианту. Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 83,8 % больше, чем в первом варианте.

Также в соответствии с данными таблицы 3.1, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации второго варианта разработки, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде и здоровью населения.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что второй вариант является ***наиболее эффективным***.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) за рентабельный период показывает, что по месторождению во втором варианте разработки обеспечиваются высокие коэффициенты нефтеизвлечения (КИН – 37,8%), по сравнению с первым вариантом разработки (КИН – 27,0%).

Проведенные расчеты в рамках настоящего отчета 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 первому варианту, так и по второму варианту (рекомендуемый) намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Западный Тузколь по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Западный Тузколь, для выбора рациональной системы разработки в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 года» рассмотрены ***два расчётных варианта***, отличающиеся плотностью сетки скважин и количеством скважин.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Западный Тузколь по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2026-2100 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2115 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Западный Тузколь по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2026-2090 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2107 гг.

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

В Дополнении к проекту разработки рассмотрено два варианта разработки. Один из которых является базовым, который направлен на продолжение реализации утвержденного Проекта Разработки варианта разработки с учетом уточненной геологии по ПЗ_2024 г., а также фактической ситуации месторождения.

Вторым вариантом рассматривается вариант, реализуемый на месторождении, который дважды уточнялся в отчетах «Анализ Разработки…» с дальнейшим уплотнением сетки при добуривании проектных скважин для достижения плотности сетки по Проекту Разработки_2018 г. и поддержания падения добычи за счет усилинения ППД и ввода новых скважин. Во всех вариантах разработки предусмотрено ППД.

4.3 Различная последовательность работ

В Дополнении к проекту разработки к рассмотрению предложено 2 варианта разработки с учетом уточненной в пересчете запасов по ПЗ геологической модели месторождения. Во всех вариантах предусмотрено ППД. Необходимо отметить, что учитывая дату отчета на 01.07.2024 г. и завершение к концу проекта 2024 г., в показателях учтен факт закрытия 2024 г., однако, в описании проектного периода включены данные по бурению и вводу скважин пробуренных во второй половине 2024 г.

По II объекту рассчитан один вариант разработки, который участвует во всех вариантах разработки по месторождению.

Первый вариант (базовый), утвержденный в ПР_2018 года, учитывающий продолжение разработки согласно ПР_2018 года с учетом новых утвержденных запасов ПЗ_2024 г. Предусмотрено бурение и ввод из бурения оставшихся 20 добывающих скважин и продолжение ППД через 39 нагнетательных скважин. Максимальный фонд месторождения составит 174 ед. (добывающие – 135 скважин, нагнетательные – 39 скважин).

I объект. Разработка объекта с ППД. Предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин в 2024 г., которые вводятся в эксплуатацию в 2025 г. ППД продолжается через 4 существующие скважины. Максимальный фонд объекта составит 35 ед. (добывающие – 31 скважина, нагнетательные – 4 скважины).

II объект. Разработка объекта рассматривается с ППД. Предусмотрено бурение в 2024 г. 2 новых добывающих скважин (ЗТ:-192, 194), из них скважина ЗТ-194 вводится в эксплуатацию в 2024 г., скважина ЗТ-195 – в 2025 г. ППД продолжается с существующей 1 нагнетательной скважиной. Максимальный фонд объекта составит 13 ед. (добывающие – 12 скважин, нагнетательная – 1 скважина).

III объект. Разработка объекта с ППД. Также предусмотрено бурение и ввод из бурения 13 новых добывающих скважин. ППД продолжается через существующие нагнетательные скважины, в 2024-2025 гг. запланирован перевод 3 скважин под ППД. Максимальный фонд объекта составит 126 ед. (добывающие – 92 скважины, нагнетательные – 34 скважины).

Второй вариант (рекомендуемый) является вариантом разработки, включающий все положения первого варианта, отличающийся уплотнением сетки скважин дополнительным бурением. Предусмотрено продолжение разработки с вводом из бурения 22 новых скважин и продолжение ППД через 41 нагнетательную скважину. Максимальный фонд месторождения составит 188 ед. (добывающие – 147 скважин, нагнетательные – 41 скважина).

I объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 6 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 4 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 40 ед. (добывающие – 36 скважины, нагнетательные – 4 скважины).

III объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 16 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 36 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 137 ед. (добывающие – 101 скважина, нагнетательные – 36 скважин).

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 Западный Тузколь для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- 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;
- система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

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

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

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

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 бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – 2026-2090 гг., количество скважин – 2 ед.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2107 гг., количество скважин – 24 ед.

Все операции по бурению скважин осуществляются 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)

Сообщение между месторождением Западный Тузколь и населенными пунктами осуществляется автотранспортом.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к юго-западу на 100 км).

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

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 2018 г. на основе утвержденных запасов филиалом ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» составлен «Проект разработки месторождения Западный Тузколь» (ПР_2018), который был выполнен по состоянию на 01.01.2018 г., рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/5 от 16.11.2018 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 12-03-6/192/И от 05.12.2018 г.) по III варианту разработки, который предусматривал бурение 137 добывающих скважин. Из них 135 вертикальных и 2 горизонтальных (на I объекте), применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в 3 добывающих скважинах между объектами, с организацией системы ППД путем перевода под закачку воды 61 нагнетательных скважин, из них в 40 скважинах предлагалось проведение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) между горизонтами III объекта для создания оптимальной депрессии.

В 2018 г. начата промышленная разработка месторождения Западный Тузколь согласно «Проекта разработки месторождения Западный Тузколь».

В 2020 г. был составлен по состоянию на 01.04.2020 г. отчет «Анализ разработки месторождения Западный Тузколь» и принят по 2 варианту на ЦКРР Минэнерго РК (Заключение № 9/11 от 10.12.2020 г.). В данном отчете были уточнены технологические показатели разработки на 2020-2022 гг. с меньшим бурением скважин и меньшим переводом скважин под нагнетание, в связи с высокой текущей компенсацией на дату составления отчета относительно ПР_2018. Так же в связи со снижением пластового давления предлагалась разработка II объекта с ППД закачкой воды, что не было предусмотрено ПР_2018 г. В целом по рекомендуемому 2 варианту за утвержденный проектный период (2020-2022 гг.) рекомендовались: бурение 50 добывающих скважин, мероприятия по переводу обводнившихся добывающих скважин под закачку воды в целях ППД на I, II и III объектах.

В 2020-2021 гг. ТОО «КазНИГРИ» по результатам бурения 5 новых скважин, пробуренных после ПЗ_2017 г. был составлен отчет «Прирост и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 по состоянию на 01.10.2020 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2318-21-У от 08.06.2021 г.).

В 2022 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» по договору № 22-015 от 30.05.2022 г. с «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО») выполнен второй отчет по «Анализу

разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.», в котором были уточнены технологические показатели разработки. Отчет был рассмотрен на ЦКРР и согласован с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки на 2022-2024 гг. Протоколом № 34/7 от 24 ноября 2022 г.

В 2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь в Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2023 г.», и утвержден в ГКЗ РК (Протокол № 2676-24-У от 19.06.2024 г.).

Помимо актуализации геологического строения и фактических данных, необходимость выполнения Пересчета запасов и уточнения начальных геологических и извлекаемых запасов отмечена по результатам рассмотрения последнего «Анализа разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.» в ЦКРР РК.

Компетентный орган рекомендовал недропользователю выполнить пересчет запасов углеводородов и предоставить на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан следующий проект на разработку месторождения до конца 2024 г.

Таким образом, «Дополнение к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь» выполнено по состоянию на 01.07.2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз, основанием чему являются Договор № 24-044 от 02.09.2024 г. с ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО»), новые утвержденные запасы нефти и газа месторождения и рекомендация ЦКРР РК (Протокол 34/7 от 24 ноября 2022 г.).

Для эксплуатации месторождения Западный Тузколь рассмотрены ***два варианта разработки***, 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 двум 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.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что ***2 вариант разработки 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 осуществлении

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 2 вариант разработки 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

Целью «Дополнения к Проекту Разработки месторождения Западный Тузколь» является регулирование и совершенствование системы разработки месторождения с учетом выполненного Пересчета запасов, корректировки графика бурения новых скважин с учетом полученных актуализированных данных результатов бурения и опробования с начала реализации ПР и уточнение проектных технологических показателей разработки месторождения с учетом анализа фактического состояния разработки, энергетического состояния залежей и анализа рекомендаций ПР-2018 г.

Промышленная разработка месторождения Западный Тузколь начата с 2018 г. согласно «Проекту разработки месторождения…» (Протокол ЦКРР № 4/5 от 16.11.2018 г.). С начала реализации ПР технологические показатели разработки уточнялись в отчетах по Анализ Разработки - 2020 и 2022 годов с согласованием и утверждением в ЦКРР.

Дополнение к Проекту Разработки месторождения Западный Тузколь выполнено за период 01.01.2022-01.07.2024 гг. рекомендации ЦКРР (Протокол 34/7 от 24.11.2022 г.)

провести пересчет запасов и прдеставить в ЦКРР новый проектный документ, а также согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018 г.) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ МЭ РК № 239 от 15.06.2018 г. с дополнениями, Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2024 года № 74).

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в Дополнении рассмотрены 2 варианта разработки.

Варианты рассчитаны и представлены согласно требованиям «Методических рекомендация по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению вариант разработки месторождения.

В настоящем «Дополнении к Проекту разработки месторождения….» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.07.2024 года) состояния, 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

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах блоков XXX-39 D (частично), E (частично); XXXI-39 A (частично), B (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

Координаты отвода: 45°48’33,50” СШ - 65°31’07,73” ВД; 45°49’19,05” СШ - 65°31’01,25” ВД; 45°50’00” СШ - 65°31’39,42” ВД; 45°50’00” СШ - 65°35’22,81” ВД; 45°49’19,24” СШ - 65°37’52,05” ВД; 45°43’19,79” СШ - 65°41’13,11” ВД; 45°41’31,44” СШ - 65°42’50,33” ВД; 45°38’57,53” СШ - 65°43’40,11” ВД; 45°37’59,22” СШ - 65°39’18,52” ВД; 45°42’16,99” СШ - 65°36’57,84” ВД; 45°46’27,76” СШ - 65°35’50,50” ВД; 45°48’22,72” СШ - 65°32’52,55” ВД. Площадь горного отвода составляет – 136,15 кв.км. Глубина отвода – минус 1400 м. Площадь геологического отвода составляет - 2145,22 кв.км.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в

Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении площадь исследования занимает южную часть Тургайской впадины.

В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 370 м.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к юго-западу на 100 км).

В северном направлении от месторождения расположен нефтепромысел Кумколь, который имеет развитую инфраструктуру с производственными базами и объектами подготовки и сдачи нефти. Учитывая существующий межпромысловый трубопровод Западный Тузколь - Кумколь, есть возможность выхода на экспортный маршрут (в Китай) через нефтепровод Кумколь - Каркоян - Атасу – Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Протяженность трубопровода Жосалы-Кумколь составляет 177 км.

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения Западный Тузколь отсутствуют. Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром.

Территория месторождения необжитая, постоянных населенных пунктов нет, сельскохозяйственное назначение – низкопродуктивные пастбищные угодья. Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные с низким содержанием гумуса.

Существующее водоснабжение на территории месторождения Западный Тузколь обеспечивается привозной водой. В настоящее время водоснабжение вахтового поселка выполняется от двух водозаборных скважин (одна рабочая, одна резервная) дебитом 11 л/сек каждая, оборудованных насосом ЭЦВ 8-40-90.

Для технических нужд вода привозится автоцистернами из водозаборной скважины 3182 с дебитом 11 л/сек, расположенной на расстоянии 55 км от вахтового поселка на территории месторождения Западный Тузколь. Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов, Комитета по водным ресурсам, Министерства сельского хозяйства РК согласовало использование подземных вод

для технических нужд из скважины 3182 в количестве 49 м^3/сутки (письмо от 27.07.2012 г. № 24.07-02-11/49).

Для питьевых целей в настоящее время используется бутилированная вода, привозимая из города Кызылорда.

Согласно ранее выполненных разведочных работ пресные воды питьевого качества соответствующие действующим Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 в пределах рассматриваемой территории отсутствуют.

Поэтому для использования подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения на месторождении производится их предварительная водоподготовка – опреснение воды и доведение содержания всех лимитирующих компонентов до удовлетворяющих вышеуказанные требования норм.

Схема водоснабжения вахтового поселка следующая: вода из скважины подается в резервуар технической воды емкостью 50 м^3, затем насосом производительностью 17 м^3/час и напором 10 м подается на станцию (установку) водоподготовки.

Состав станции водоподготовки: механический фильтр, мембранный модуль, укомплектованный обратноосмотическими мембранными элементами. После очистки вода сливается в резервуар чистой воды и далее насосной установкой Grundfos Hydro Multi-E 2 CRE 10-3 производительностью 30 м^3/час (на базе двух насосов) подается потребителю.

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 Западный Тузколь находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к юго-западу на 100 км).

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 противоэрозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

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

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория месторождения Западный Тузколь относится к Приаральско-Тургайско-Чу-Сарысуйскому сложному бассейну пластовых вод I порядка (I-5). Участок делится на Северо-Приаральский бассейн пластовых вод II порядка (I-5А) и Тургайский бассейн пластовых вод II порядка (I-5Б). Граница между бассейнами проходит по Главному Каратаускому разлому. Приаральско-Тургайско-Чу-Сарысуйский сложный бассейн пластовых вод I порядка занимает северную часть Кызылординской области.

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах засушливой зоны Казахстана, здесь поверхностный сток полностью отсутствует. Поэтому здесь подземные воды в промышленности имеют исключительно важное значение. Установлено, что подземные воды встречаются во всех стратегических комплексах, но естественные условия накопления их здесь крайне неблагоприятны. Это объясняется отсутствием поверхностных водоемов и стока, здесь выпадает ничтожное количество атмосферных осадков, почти полностью расходуемых на испарение и транспирацию растениями. Кроме этого, с поверхности данная территория сложена слабопроницаемыми континентальными отложениями со слабой водопроницаемостью из-за преобладания глинистых частиц.

По особенности литологии водовмещающих пород, условиям их залегания, движения и формирования подземных вод в геологическом разрезе района выделены водоносные подразделения:

- Водопроницаемый безводный современный пролювиальный горизонт;
- Локально-водоносный современный пролювиальный горизонт;
- Водоносный и локально-водоносный верхнечетвертичный аллювиальный горизонт;
- Водоносный нижнечетвертичный аллювиальный горизонт;
- Водопроницаемый безводный верхнеплиоценовый и нерасчлененный четвертичный эоловый горизонт;
- Локально-водоносный средне плиоценовый-верхнеолигоценовый горизонт N2 горизонт;
- Водоупорный эоцен нижнеолигоценовый горизонт;
- Водоносный сенон-палеоценовый комплекс;

- Водоносный туронский комплекс;
- Водоносный верхнеальб-сеноманский комплекс.

Водоносный сенон-палеоценовый комплекс является наиболее перспективным для организации централизованного технического водоснабжения предприятий нефтедобывающей отрасли.

В настоящее время данный водоносный комплекс широко используется для централизованного технического водоснабжения на нефтепромыслах Акшабулак Центральный и Южный, Арысское, Блиновское, Сарыбулак, Ашисай, Аксай, Нуралы, Юго-восточный Кызылкия и др.

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 Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Территория месторождения Западный Тузколь не затрагивает особо охраняемые природные территории.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположен в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Барсакельмесский государственный природный заповодник (каз. Барсакелмес мемлекеттик табиғи қорығы) расположен в Аральском районе Кызылординской области Казахстана.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км) на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Западный Тузколь не выявлены.

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 постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Западный Тузколь при реализации проектных решений по «Дополнению к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 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 Западный Тузколь 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 организованных и неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от организованных и неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Все отходы производства и потребления по мере их образования вывозятся на собственный «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов». Поступившие на участок отходы утилизируются на установках ТДУ Фактор-2000-ОС, Фактор-2000-ЖДТ и на инсинераторе «Brener-1000». Полученное после утилизации вторичное сыре используется на строительство дорог, рекультивацию отработанной части карьера и др. отрасли. Не подлежащие к утилизации производственные отходы, складируются и временно хранятся в контейнерах на специализированной площадке на Участке (не более шести месяцев), далее передаются сторонним организациям по договору, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов.

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. Иссушение.	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 размер санитарно-защитной зоны месторождения Западный Тузколь (1000 м) 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.

Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4 ОВВ.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 2-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3 ОВВ.

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

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

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 64 ед., неорганизованных – 1 ед.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по 2-м рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.2 - 1.8.1.2.3 ОВВ.

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

- ***1 вариант разработки***
  - ✓ 2026 год – **12,904794906** г/с; **148,92290779** т/год;

- ✓ 2027 год – **12,499096906** г/с; **134,41599779** т/год;
- ✓ 2028 год – **12,165196906** г/с; **122,46239779** т/год;
- ✓ 2029 год – **11,969174906** г/с; **115,43119779** т/год;
- ✓ 2030 год – **11,815540906** г/с; **109,79290779** т/год;

❖ ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***

- ✓ 2026 год – **12,290314906** г/с; **130,26551779** т/год;
- ✓ 2027 год – **12,03325891** г/с; **120,76820779** т/год;
- ✓ 2028 год – **11,826734906** г/с; **113,09882779** т/год;
- ✓ 2029 год – **11,607434906** г/с; **105,36362779** т/год;
- ✓ 2030 год – **12,292112906** г/с; **126,27192779** т/год;

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-$C_{10,}$ бензол, диметилбензол, метилбензол, сероводород.

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 Тузколь превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

На территории вахтового поселка предприятия ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» функционирует система хоз-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки по напорным трубопроводам оборудованной решетками.

С 2019 года введена в эксплуатацию биопруды, для биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и близких к ним по составу производственных сточных вод вахтового поселка с естественной аэрацией производительностью 400 $м^3$/сутки.

Для очистки сточных вод на месторождении Западный Тузколь предусмотрены 3-х ступенчатые биопруды с естественной аэрацией.

Состав биопрудов: колодец гаситель; первая ступень биопруда; вторая ступень биопруда; третья ступень биопруда; колодец забора воды на полив.

Биологические пруды представляют собой пруды прямоугольной формы в плане: анаэробный биопруд с естественной аэрацией I ступени - верхним размером 32 х 32 м, глубиной - 5,0 м, биопруд с естественной аэрацией II ступени - верхним размером 82 х 47 м, глубиной 3,0 м, биопруд с естественной аэрацией III ступени - верхним размером 180 х 64 м, глубиной 3,5 м. Поступление сточной воды напорное до колодца гасителя. Последняя ступень очистки используется в качестве пруда накопителя-испарителя. Общий эффект очистки сточных вод в биопрудах составляет: $Э_{вв}$ = 98,4 %; $Э_{БПК}$ = 91-95 %; $Э_{фосф.}$ = 89,1 %; $Э_{общего\ азота}$ = 27,3%; $Э_{азота\ аммонийного}$ = 15,9%; $Э_{хлоридов}$ = 3,3%. Прозрачность сточных вод увеличивается в 7,5-10,7 раза и уменьшается количество бактерий более чем в 12 раз.

В виду значительных объемов накопительного пруда, образующиеся осадки несравнимо малы, поэтому очистка накопительного пруда не предполагается. Часть очищенной сточной воды из накопительного пруда используется на полив зелёных насаждений и дорожных покрытий.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Западный Тузколь налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеет «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождении Западный Тузколь, оснащенный современным оборудованием для обезвреживания и утилизации отходов.

Все отходы производства и потребления по мере их образования вывозятся на собственный «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов». Поступившие на участок отходы утилизируются на установках ТДУ Фактор-2000-ОС, Фактор-2000-ЖДТ и на инсинераторе «Brener-1000». Полученное после утилизации вторичное сыре используется на строительство дорог, рекультивацию отработанной части карьера и др. отрасли. Не подлежащие к утилизации производственные отходы, складируются и временно хранятся в контейнерах на специализированной площадке на Участке (не более шести месяцев), далее передаются сторонним организациям по договору, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов.

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;

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Западный Тузколь

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	**0,0**	**751,7424**
в том числе отходов производства	**0,0**	**649,9824**
отходов потребления	**0,0**	**101,76**
Опасные отходы		
Масляные фильтры	0,0	0,75
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло)	0,0	2,7
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,254
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (металлическая тара из-под ЛКМ)	0,0	0,027
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,078
Неопасные отходы		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	101,76
Черные металлы	0,0	400,0
Цветные металлы	0,0	100,0
Отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (медицинские отходы)	0,0	0,1152
Абсорбенты, фильтровальные материалы (воздушные фильтры от ГТС)	0,0	1,0582
Смешанные отходы строительства и сноса (строительный мусор)	0,0	145,0
Зеркальные		
-	-	-

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 на территории месторождения Западный Тузколь не предусмотрено.

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 $1{,}0*10^{-8}$ (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 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 хранениии 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 разлития (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 разлития (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)	$1{,}0*10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9{,}0*10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5{,}0*10^{-7}$, (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”	$9{,}0*10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1{,}0*10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;

3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует

обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через низ 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 эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

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 экологичных технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Чрезвычайные ситуации природного характера - чрезвычайные ситуации, вызванные стихийными бедствиями (землетрясениями, селями, лавинами, паводками и другими), природными пожарами, эпидемиями и эпизоотиями, поражениями сельскохозяйственных растений и лесов болезнями и вредителями.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера - чрезвычайные ситуации, вызванные промышленными, транспортными и другими авариями, пожарами (взрывами), авариями с выбросами (угрозой выброса) сильнодействующих ядовитых, радиоактивных и биологически опасных веществ, внезапным обрушением зданий и сооружений, прорывами плотин, авариями на электроэнергетических и коммуникационных системах жизнеобеспечения, очистных сооружениях.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

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.

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.

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.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;

- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противофонтанное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране атмосферного воздуха:

- Герметизация неплотности запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и фланцевых соединений технологического оборудования;
- Внедрение технологических решений, обеспечивающих оптимизацию режимов сгорания топлива (Очистка воздуховодов в печи для увеличения тяги воздуха и устойчивого горения в камере сгорания топлива);
- Инвентаризация выбросов парниковых газов;
- Технический осмотр, текущий ремонт, обследование и приобретение запасных частей для автотранспорта и спецтехники;
- Проведение мониторинга 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;
- 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;

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 ВВ (факельная система, дизельные электростанции);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;

- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране водных объектов:

- Обслуживание биологических прудов на месторождении Западный Тузколь; очистка карт от ила, срезка растительности, учет сточных вод;
- Ежеквартальный отбор проб сточных вод до очистки и после очистки.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;

- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции

флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;

- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью ≤ 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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- Вывоз и утилизация отходов производства и потребления (передача специализированным сторонним организациям по договору);
- Вывоз отходов производства и потребления, для обезвреживания на «Участок утилизации отходов» на месторождении Западный Тузколь;
- После проведения необходимых химических анализов – повторное использование обезвреженного грунта на строительство дорог и на рекультивацию отработанной части карьеров.

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.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- Защита земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- Противо – аварийные мероприятия при добычи нефти (слежение за фланцевыми соединениями, своевременная замена оборудования, бетонирование площадок) для снижения объемов образования замазученного грунта;
- Осмотр на наличие образования коррозий, проведение профилактических работ по резервуарам нефти.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении пердусмотрено:

- 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 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».

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°С, 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

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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- Озеленение территорий административно-территориальных единиц (Посадка дополнительно 50 штук зеленых насаждений).

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

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду настоящим проектом учтены требования ст.245 ЭК РК, а также в соответствии с требованиями ст.17 ЗРК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» и п.2 ст.78 ЗРК «Об особо охраняемых природных территориях» разработаны следующие мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира при проведении планируемых работ:

- 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 пресекающих миграционные пути животных;
- запрет на изъятие животных, разрушение их жилищ и других сооружений, беспокойство животных в период размножения, нарушение среды обитания животных и ухудшение условий их размножения;
- 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.

В соответствии со ст.257 ЭК РК, ***для охраны редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных***, необходимо соблюдение следующих мероприятий:

- не допускать действия, которые могут привести к гибели, сокращению численности или нарушению среды обитания редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных;
- обеспечение охраны животных в пределах закрепленных территорий, сообщать уполномоченному государственному органу в области охраны, воспроизводства и использования животного мира о ставших им известными или выявленных случаях гибели животных, отнесенных к редким и находящимся под угрозой исчезновения видам;
- редким и находящимся под угрозой исчезновения видам животных оказывается помощь в случаях их массовых заболеваний, угрозы гибели при стихийных бедствиях и вследствие других причин в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны, воспроизводства и использования животного мира;
- в целях предотвращения гибели животных, отнесенных к редким и находящимся под угрозой исчезновения видам животных, запрещается их изъятие, кроме исключительных случаев по решению Правительства Республики Казахстан.

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.

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

Территория месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» не затрагивает особо охраняемые природные территории. На исследуемой территории не выявлено редких и исчезающих видов фауны, занесенных в Красную Книгу. Редких, эндемичных и реликтовых видов растений на территории месторождения Западный Тузколь не обнаружено. А также отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

Негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается в связи со значительным удалением участка планируемых работ от населенных пунктов. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных в эксплуатации месторождения в связи с ростом доходов.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

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, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству из-за интенсивной деятельности по недропользованию.

В рассматриваемом районе находятся многие находящиеся в разработке месторождения такие как, Акшабулак Центральный и Южный, Арысское, Блиновское, Сарыбулак, Ашисай, Аксай, Нуралы, Юго- восточный Кызылкия, Кумколь и др.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

- Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.
- В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой дейтельности выявлено, что отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

Реализация намечаемой деятельности не приведет:

- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными;
- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта;
- к потере биоразнообразия вследствие применения современных технологий.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, которое будет утрачено в результате осуществленной деятельности.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Тузколь сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Западный Тузколь.

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (4)
Итого:	**-**	**-**	**-**	**Средняя (19,0)**

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Западный Тузколь составляет 19 баллов, что соответствует ***среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды***.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Западный Тузколь при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской 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 окружаюущю 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	
Локальный (1)	Площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
Местный (3)	Площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	Площадь воздействия более 100 км^2 для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
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
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
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)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	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
Воздействие высокой значимости (28-64)	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**
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	9-27	Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	28-64	Воздействие высокой значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 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	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное (4)	Воздействие проявляется на территории области
Национальное (5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное (1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности (2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
Долговременное (3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное (4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
Постоянное (5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Незначительное (1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	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

Проектируемые работы будут осуществляться на территории месторождения Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

Месторождение Западный Тузколь открыто в октябре 2010 г. при получении притока нефти в скважине ЗТ-1 из продуктивного горизонта М-0-3 (верхний неоком).

В связи с введением 29 июня 2018 года в действие Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. № 125-VI, в соответствии с пунктом 2 статьи 49 которого Оператором по контракту на недропользование не может быть назначено лицо, являющееся недропользователем по соответствующему контракту, в соответствии с Соглашением об осуществлении функции оператора от 26.12.2018 г., заключенным между ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», ТОО «Кольжан», ТОО «SSM-Ойл» и АО «ПККР» и на основании уведомления Министерства энергетики РК исх. №31/КО от 14.01.2019г., ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» назначен оператором в сфере недропользования по контракту № 1057 от 11 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья и контракту на добычу углеводородов на месторождении Западный Тузколь Кызылординской области Республики Казахстан №4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 года, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан, ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Учредителями ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» по контрактной территории №4671 месторождения Западный Тузколь являются ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Месторождение Западный Тузколь находится в пределах блоков XXX-39 D (частично), E (частично); XXXI-39 A (частично), B (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

Координаты отвода: 45°48’33,50” СШ - 65°31’07,73” ВД; 45°49’19,05” СШ - 65°31’01,25” ВД; 45°50’00” СШ - 65°31’39,42” ВД; 45°50’00” СШ - 65°35’22,81” ВД; 45°49’19,24” СШ - 65°37’52,05” ВД; 45°43’19,79” СШ - 65°41’13,11” ВД; 45°41’31,44” СШ - 65°42’50,33” ВД; 45°38’57,53” СШ - 65°43’40,11” ВД; 45°37’59,22” СШ - 65°39’18,52” ВД; 45°42’16,99” СШ - 65°36’57,84” ВД; 45°46’27,76” СШ - 65°35’50,50” ВД; 45°48’22,72” СШ - 65°32’52,55” ВД. Площадь горного отвода составляет – 136,15 кв.км. Глубина отвода – минус 1400 м. Площадь геологического отвода составляет - 2145,22 кв.км.

Целевое назначение – Осуществление операций по недропользованию на месторождении Западный Тузколь.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 19.1.

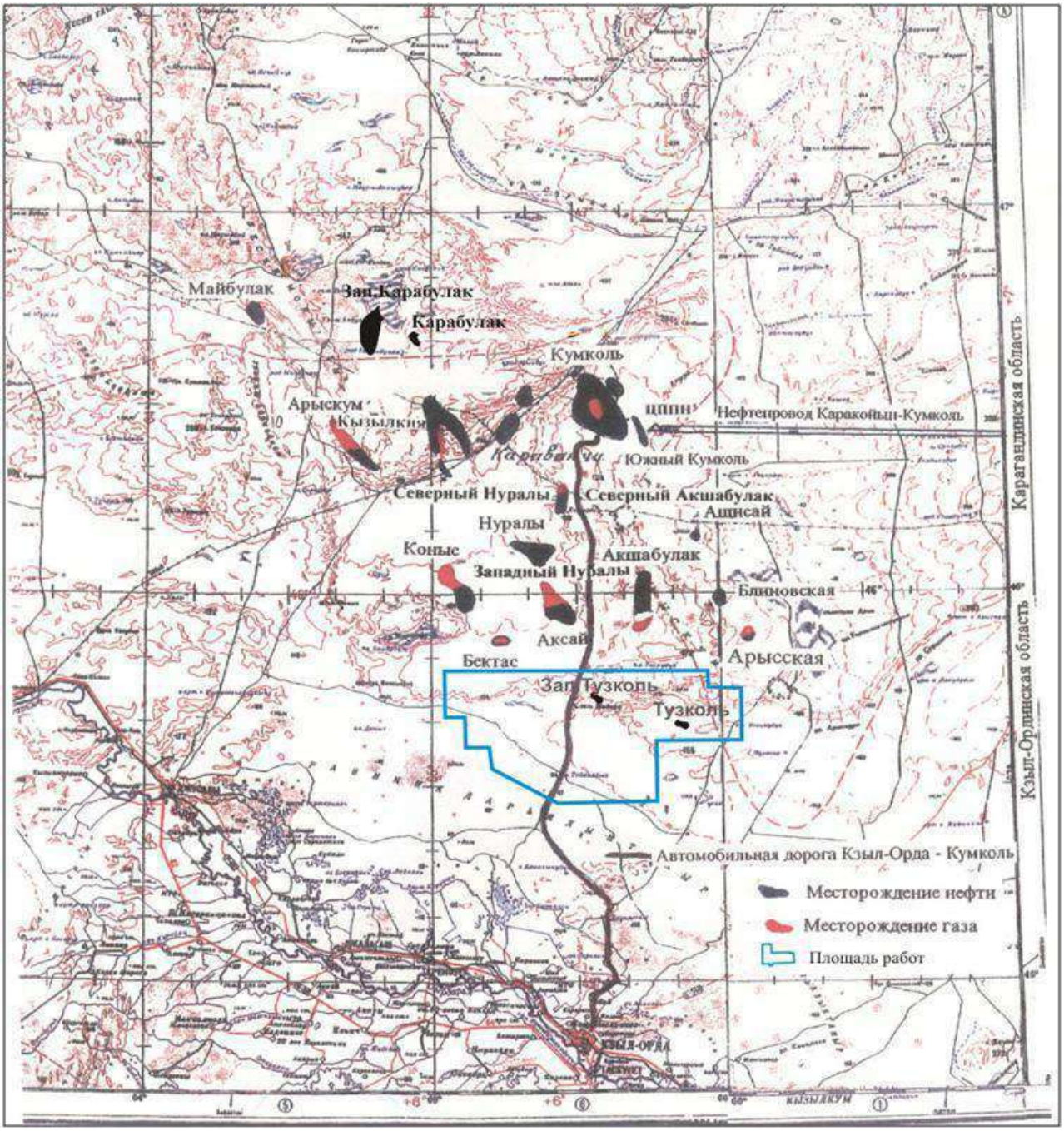


Рисунок 19.1 - Обзорная карта расположения месторождения Западный Тузколь.

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

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Численность населения Кызылординской области на 1 июня 2025 г. составила 846,9 тыс. человек, в том числе 399,1 тыс. человек (47%) - городских, 447,8 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

В географическом отношении площадь исследования занимает южную часть Тургайской впадины. В орографическом отношении район представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 150 до 370 м.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кызылорда (в южном направлении от месторождения на 110 км), железнодорожная станция Теренозек (расположена к юго-западу на 100 км).

В северном направлении от месторождения расположен нефтепромысел Кумколь, который имеет развитую инфраструктуру с производственными базами и объектами подготовки и сдачи нефти. Учитывая существующий межпромысловый трубопровод Западный Тузколь - Кумколь, есть возможность выхода на экспортный маршрут (в Китай) через нефтепровод Кумколь - Каркоян - Атасу – Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Протяженность трубопровода Жосалы-Кумколь составляет 177 км.

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения Западный Тузколь отсутствуют.

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой.

Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм. Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 ºС, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 ºС. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 ºС.

Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/с, с минерализацией до 4 г/л. Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром.

Территория месторождения необжитая, постоянных населенных пунктов нет, сельскохозяйственное назначение – низкопродуктивные пастбищные угодья. Грунты суглинистые, глинистые, солончаковые и песчаные с низким содержанием гумуса.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «ТузкольМунайГазОперейтинг», 120014, Республика Казахстан, Кызылординская область, г.Кызылорда, улица Динмухамед Конаева, строение № 4, БИН:181140010632, телефон:+7 (7242) 27-68-68, + (7242) 29-98-81,

Краткое описание намечаемой деятельности

В 2018 г. на основе утвержденных запасов филиалом ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» составлен «Проект разработки месторождения Западный Тузколь» (ПР_2018), который был выполнен по состоянию на 01.01.2018 г., рассмотрен в ЦКРР РК (Протокол заседания № 4/5 от 16.11.2018 г.) и утвержден (письмо Министерства энергетики РК № 12-03-6/192/И от 05.12.2018 г.) по III варианту разработки, который предусматривал бурение 137 добывающих скважин. Из них 135 вертикальных и 2 горизонтальных (на I объекте), применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в 3 добывающих скважинах между объектами, с организацией системы ППД путем перевода под закачку воды 61 нагнетательных скважин, из них в 40 скважинах предлагалось проведение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) между горизонтами III объекта для создания оптимальной депрессии.

В 2018 г. начата промышленная разработка месторождения Западный Тузколь согласно «Проекта разработки месторождения Западный Тузколь».

В 2020 г. был составлен по состоянию на 01.04.2020 г. отчет «Анализ разработки месторождения Западный Тузколь» и принят по 2 варианту на ЦКРР Минэнерго РК (Заключение № 9/11 от 10.12.2020 г.). В данном отчете были уточнены технологические показатели разработки на 2020-2022 гг. с меньшим бурением скважин и меньшим переводом скважин под нагнетание, в связи с высокой текущей компенсацией на дату составления

отчета относительно ПР_2018. Так же в связи со снижением пластового давления предлагалась разработка II объекта с ППД закачкой воды, что не было предусмотрено ПР_2018 г. В целом по рекомендуемому 2 варианту за утвержденный проектный период (2020-2022 гг.) рекомендовались: бурение 50 добывающих скважин, мероприятия по переводу обводнившихся добывающих скважин под закачку воды в целях ППД на I, II и III объектах.

В 2020-2021 гг. ТОО «КазНИГРИ» по результатам бурения 5 новых скважин, пробуренных после ПЗ_2017 г. был составлен отчет «Прирост и перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 по состоянию на 01.10.2020 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2318-21-У от 08.06.2021 г.).

В 2022 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» по договору № 22-015 от 30.05.2022 г. с «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО») выполнен второй отчет по «Анализу разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.», в котором были уточнены технологические показатели разработки. Отчет был рассмотрен на ЦКРР и согласован с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки на 2022-2024 гг. Протоколом № 34/7 от 24 ноября 2022 г.

В 2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Западный Тузколь в Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2023 г.», и утвержден в ГКЗ РК (Протокол № 2676-24-У от 19.06.2024 г.).

Помимо актуализации геологического строения и фактических данных, необходимость выполнения Пересчета запасов и уточнения начальных геологических и извлекаемых запасов отмечена по результатам рассмотрения последнего «Анализа разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.01.2022 г.» в ЦКРР РК.

Компетентный орган рекомендовал недропользователю выполнить пересчет запасов углеводородов и предоставить на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан следующий проект на разработку месторождения до конца 2024 г.

Таким образом, «Дополнение к Проекту разработки месторождения Западный Тузколь» выполнено по состоянию на 01.07.2024 г. институтом АО «НИПИнефтегаз, основанием чему являются Договор № 24-044 от 02.09.2024 г. с ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (ТОО «ТМГО»), новые утвержденные запасы нефти и газа месторождения и рекомендация ЦКРР РК (Протокол 34/7 от 24 ноября 2022 г.).

Для выбора рациональной системы разработки в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 года»

рассмотрены ***два расчётных варианта***, отличающиеся плотностью сетки скважин и количеством скважин.

Первый вариант (базовый), утвержденный в ПР_2018 года, учитывающий продолжение разработки согласно ПР_2018 года с учетом новых утвержденных запасов ПЗ_2024 г. Предусмотрено бурение и ввод из бурения оставшихся 20 добывающих скважин и продолжение ППД через 39 нагнетательных скважин. Максимальный фонд месторождения составит 174 ед. (добывающие – 135 скважин, нагнетательные – 39 скважин).

I объект. Разработка объекта с ППД. Предусмотрено бурение 5 новых добывающих скважин в 2024 г., которые вводятся в эксплуатацию в 2025 г. ППД продолжается через 4 существующие скважины. Максимальный фонд объекта составит 35 ед. (добывающие – 31 скважина, нагнетательные – 4 скважины).

II объект. Разработка объекта рассматривается с ППД. Предусмотрено бурение в 2024 г. 2 новых добывающих скважин (ЗТ:-192, 194), из них скважина ЗТ-194 вводится в эксплуатацию в 2024 г., скважина ЗТ-195 – в 2025 г. ППД продолжается с существующей 1 нагнетательной скважиной. Максимальный фонд объекта составит 13 ед. (добывающие – 12 скважин, нагнетательная – 1 скважина).

III объект. Разработка объекта с ППД. Также предусмотрено бурение и ввод из бурения 13 новых добывающих скважин. ППД продолжается через существующие нагнетательные скважины, в 2024-2025 гг. запланирован перевод 3 скважин под ППД. Максимальный фонд объекта составит 126 ед. (добывающие – 92 скважины, нагнетательные – 34 скважины).

Второй вариант (рекомендуемый) является вариантом разработки, включающий все положения первого варианта, отличающийся уплотнением сетки скважин дополнительным бурением. Предусмотрено продолжение разработки с вводом из бурения 22 новых скважин и продолжение ППД через 41 нагнетательную скважину. Максимальный фонд месторождения составит 188 ед. (добывающие – 147 скважин, нагнетательные – 41 скважина).

I объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 6 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 4 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 40 ед. (добывающие – 36 скважины, нагнетательные – 4 скважины).

III объект. Предусмотрено продолжение разработки существующим фондом добывающих скважин с вводом из бурения 16 новых добывающих скважин, ППД продолжается через 36 нагнетательных скважин. Максимальный фонд объекта составит 137 ед. (добывающие – 101 скважина, нагнетательные – 36 скважин).

Технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья (нефти и газа) на месторождении следующая:

Нефтегазовая смесь от добывающих скважин по индивидуальной выкидной линии поступает во входной манифольд ближайшего ЗУ, далее через печи подогрева транспортируется на ГУ-1. Прием нефти на ГУ-1 осуществляется по следующим коллекторам: с СП-1, СП-2, СП-3, СП-4, СП-14,СП-10, СП-12, СП-13, СП-М1, м/р Кетеказган Северный и м/р Тузколь.

Нефтегазовая смесь от ЗУ трех месторождений поступает во входной манифольд площадки ГУ-1, где смешивается и направляется в трехфазный сепаратор первой ступени, где происходит разделение нефти, газа и воды. Частично дегазированная нефть через печи подогрева нефти поступает в трехфазный сепаратор второй ступени, далее поступает в резервуарный парк хранения, откуда подается на ЦКППН м/р Кумколь компании АО «ПККР» для окончательной подготовки до товарного качества и сдачи в магистральный нефтепровод. Отделившаяся пластовая вода с первой и второй ступеней сепарации, а также выделившаяся подтоварная вода из резервуаров хранения нефти поступает в резервуары хранения пластовой воды и далее через насосную станцию подается в водораспределительный пункт №1/2/3/6 для закачки в систему ППД месторождения Западный Тузколь.

Выделившийся попутный газ с первой и второй ступеней сепарации поступает в газовый сепаратор, где очищается от капельной влаги и далее используется в качества топлива в печах подогрева нефти и на ГТУ для выработки электроэнергии. Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Западный Тузколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

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.

На территории вахтового поселка предприятия ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» функционирует система хоз-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки по напорным трубопроводам оборудованной решетками.

С 2019 года введена в эксплуатацию биопруды, для биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и близких к ним по составу производственных сточных вод вахтового поселка с естественной аэрацией производительностью 400 $м^3$/сутки.

Для очистки сточных вод на месторождении Западный Тузколь предусмотрены 3-х ступенчатые биопруды с естественной аэрацией.

Состав биопрудов: колодец гаситель; первая ступень биопруда; вторая ступень биопруда; третья ступень биопруда; колодец забора воды на полив.

Биологические пруды представляют собой пруды прямоугольной формы в плане: анаэробный биопруд с естественной аэрацией I ступени - верхним размером 32 х 32 м, глубиной - 5,0 м, биопруд с естественной аэрацией II ступени - верхним размером 82 х 47 м, глубиной 3,0 м, биопруд с естественной аэрацией III ступени - верхним размером 180 х 64 м, глубиной 3,5 м. Поступление сточной воды напорное до колодца гасителя. Последняя ступень очистки используется в качестве пруда накопителя-испарителя. Общий эффект очистки сточных вод в биопрудах составляет: $Э_{вв}$ = 98,4 %; $Э_{БПК}$ = 91-95 %; $Э_{фосф.}$ = 89,1 %; $Э_{общего\ азота}$ = 27,3%; $Э_{азота\ аммонийного}$ = 15,9%; $Э_{хлоридов}$ = 3,3%. Прозрачность сточных вод увеличивается в 7,5-10,7 раза и уменьшается количество бактерий более чем в 12 раз.

В виду значительных объемов накопительного пруда, образующиеся осадки несравнимо малы, поэтому очистка накопительного пруда не предполагается. Часть очищенной сточной воды из накопительного пруда используется на полив зелёных насаждений и дорожных покрытий.

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.

Реализация проектных решений на месторождении при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

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 «Дополнения к Проекта разработки месторождения Западный Тузколь по состоянию на 01.07.2024 г.», является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

При реализации проектных решений разработки месторождения Западный Тузколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: печи ПП-0,63, ППТМ-0,4Г, ППТМ-0,63Г, Газотурбинные установки (ГТУ), Инсинератор Бренер, ТДУ Ф-2000-ОС, ТДУ Ф-2000-ЖДТ, факельные установки, накопительные емкости для нефти, дренажные емкости, 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.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 65 ед., из них организованных – 64 ед., неорганизованных – 1 ед.

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 – **12,904794906** г/с; **148,92290779** т/год;
  - ✓ 2027 год – **12,499096906** г/с; **134,41599779** т/год;
  - ✓ 2028 год – **12,165196906** г/с; **122,46239779** т/год;
  - ✓ 2029 год – **11,969174906** г/с; **115,43119779** т/год;
  - ✓ 2030 год – **11,815540906** г/с; **109,79290779** т/год;
- ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***
  - ✓ 2026 год – **12,290314906** г/с; **130,26551779** т/год;
  - ✓ 2027 год – **12,03325891** г/с; **120,76820779** т/год;
  - ✓ 2028 год – **11,826734906** г/с; **113,09882779** т/год;
  - ✓ 2029 год – **11,607434906** г/с; **105,36362779** т/год;
  - ✓ 2030 год – **12,292112906** г/с; **126,27192779** т/год;

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}, бензол, диметилбензол, метилбензол, сероводород.

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 Западный Тузколь 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 Западный Тузколь налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на своем балансе имеет «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов производства и потребления» котрый действует с 30.09.2019 года. (Заключение ГЭЭ на рабочий проект № N061-0063/190 от 30.09.2019 г.).

Отходы производства и потребления по мере образования подлежат вывозу на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь с дальнейшей переработкой на термодеструкционной

установках ТДУ Фактор 2000-ОС, Фактор ТДУ-200-ЖДТ и Инсинератор BRENER-1000, что позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью.

Обезвреженные отходы ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеют собственный стандарт организации и сертификат на «Грунт техногенный» - сертификат соответствия №KZ.2710317.01.01.01094 от 15 мая 2023 г. Обезвреженные отходы получены путем обезвреживания производственных отходов и могут быть использованы в качестве строительного материала при строительстве дорог, для рекультивации нарушенных земель и для технической рекультивации отработанной части карьеров. Сырьем для техногенного грунта являются производственные отходы, образованные на нефтепромысле ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

Не подлежащие к утилизации на участке производственные отходы передаются сторонним организациям на договорной основе.

Лимиты накопления отходов в период эксплуатации месторождении Западный Тузколь вне зависимости от реализуемого варианта разработки ориентировочно составят – 751,7424 т/год, из них: ***Масляные фильтры***, опасные отходы, образуются в процессе замены фильтров на ГТУ в количестве – 0,75 т/год, ***Другие моторные,трансмиссионные и смазочные масла (отработанное масло)***, опасные отходы, образуются при ремонте оборудования и эксплуатации автотранспортных средств, генераторов в количестве – 2,7 т/год, ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)***, опасные отходы, образуются в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования в количестве – 0,254 т/год, ***Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (металлическая тара из-под ЛКМ)***, опасные отходы, образуются при проведении антикоррозийных работ на оборудовании на производственных объектах, а также текущем ремонте зданий и сооружений в количестве – 0,027 т/год, ***Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)***, опасные отходы, образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в количестве – 0,078 т/год, ***Смешанные коммунальные отходы (ТБО)***, неопасные отходы, образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия в количестве – 101,76 т/год, ***Черные металлы***, неопасные отходы, образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования и при ремонте автотранспорта в количестве – 400,0 т/год, ***Цветные металлы***, неопасные отходы, образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования и

при ремонте автотранспорта в количестве – 100,0 т/год, ***Отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (медицинские отходы)***, неопасные отходы, образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт в количестве– 0,1152 т/год, ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (воздушные фильтры)***, неопасные отходы, образуются при замене воздушных фильтров в количестве – 1,0582 т/год, ***Смешанные отходы строительства и сноса (строительный мусор)***, неопасные отходы, образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов в количестве – 145,0 т/год.

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» не предусмотрено.

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 $1{,}0*10^{-8}$ (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 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 хранениии 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 разлития (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 разлития (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 экологичных 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.

Краткое описание мер 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 оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; 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 №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
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» Приказ МООС РК

от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 02.04.2008 г. №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, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», Приказ 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. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
23. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
24. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

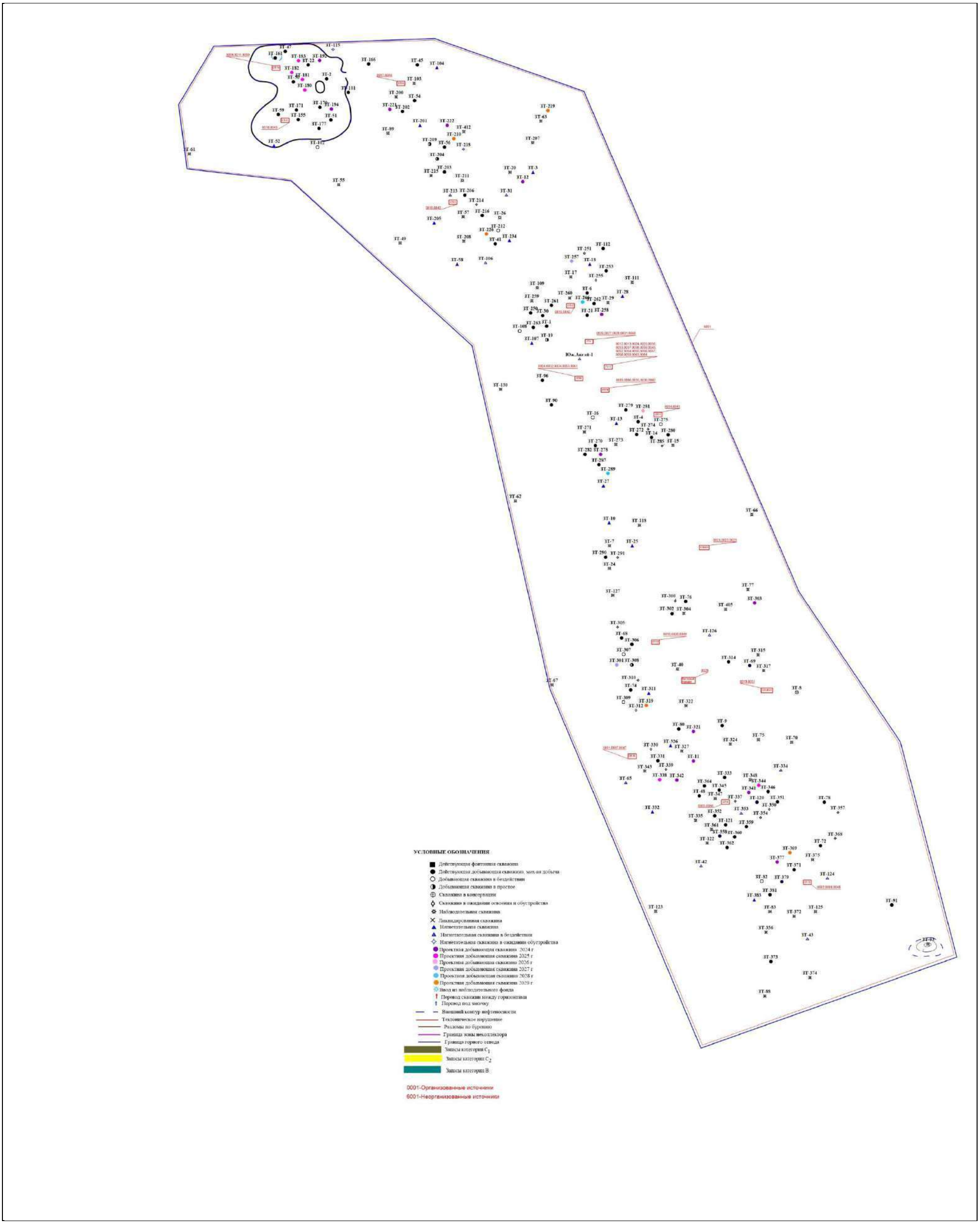
26. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
27. «Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
30. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
31. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
32. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам РК.
35. Заключение по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа». Утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159.
36. «План мероприятий по охране окружающей среды ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на период 2024-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Западный Тузколь;
37. Программа производственного экологического контроля (ПЭК) для объектов контрактной территории№4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2024-2025 годы (Корректировка);

38. Программа управления отходами для контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2024-2025годы (корректировка).
39. Проект нормативов допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для месторождений контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2024-2025 годы (корректировка).
40. Проект норматив эмиссий в части сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду для контрактной территории № 4671 на 2024-2025 годы
41. «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому техническому проекту на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 (±250) м на контрактной территории № 4671».

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 - Расчеты рассевания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».
6. Приложение 6 – Горный отвод месторождения Запаадный Тузколь.
7. Приложение 7 – Санитарно-эпидемиологическое заключение на Проект установления предварительной (расчетной) санитарно-защитной зоны для объектов контрактной территории №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1



Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Западный Тузколь.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки 2026 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	3476,7		
			тыс.м3/ч	0,397		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,4647**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	3477 / 1000	**14,6551**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0189**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	3477 / 1000	**0,5954**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,4	0,1764
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,4 * 0,278 * 10^{-3}	0,3680
			т/год	141,96 *	23,5 * 3477 * 10^{-6}	11,5951
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,368 *	0,13	**0,0478**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	11,6 *	0,13	**1,5074**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,368 *	0,8	**0,2944**
		$П_{NO2}$	**т/год**	11,6 *	0,8	**9,2761**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$B_{оз}$+$У_{вл}$*$B_{вл}$)*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*$K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	26563,0	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	26563,0	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**3,1637**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**2,2924**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,8479**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0111**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0070**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0035**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0019**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*В_{оз}+У_{вл}*В_{вл})*К_p^{max}/1000000+G_{XP}*К_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$В_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$В_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126
Расчет выбросов на 135 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	675	1350	мг/с	896,83875
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,89684**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**28,28271**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,64985	20,49365
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,24035	7,57977
0602. Бензол			0,35		0,00314	0,09899
0621. Метилбензол			0,22		0,00197	0,06222
0616. Диметилбензол			0,11		0,00099	0,03111
0333. Сероводород			0,06		0,00054	0,01697

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2027 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ 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	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ 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	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ 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	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2925,7		
			тыс.м3/ч	0,334		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,3911**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2926 / 1000	**12,3325**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0159**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2926 / 1000	**0,5010**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2096
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,3097
			т/год	141,96 *	23,5 * 2926 * 10^{-6}	9,7574
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,310 *	0,13	**0,0403**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	9,8 *	0,13	**1,2685**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,310 *	0,8	**0,2477**
		$П_{NO2}$	**т/год**	9,8 *	0,8	**7,8059**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$B_{оз}$+$У_{вл}$*$B_{вл}$)*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*$K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	22975,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	22975,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,7364**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,9828**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,7334**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0096**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0060**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0030**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0016**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **$G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 133 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	665	1330	мг/с	883,55225
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,88355**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**27,86370**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,64022	20,19004
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,23679	7,46747
0602. Бензол			0,35		0,00309	0,09752
0621. Метилбензол			0,22		0,00194	0,06130
0616. Диметилбензол			0,11		0,00097	0,03065
0333. Сероводород			0,06		0,00053	0,01672

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2028 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ 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	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2458,0		
			тыс.м3/ч	0,281		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,3285**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2458 / 1000	**10,3611**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0133**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2458 / 1000	**0,4209**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2495
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,2602
			т/год	141,96 *	23,5 * 2458 * 10^{-6}	8,1977
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,260 *	0,13	**0,0338**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	8,2 *	0,13	**1,0657**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,260 *	0,8	**0,2081**
		$П_{NO2}$	**т/год**	8,2 *	0,8	**6,5582**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.00004462 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$B_{оз}$+$У_{вл}$*$B_{вл}$)*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*$K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	19938,0	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	19938,0	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,3746**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,7206**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,6364**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0083**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0052**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0026**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0014**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 133 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	665	1330	мг/с	883,55225
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,88355**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**27,86370**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,64022	20,19004
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,23679	7,46747
0602. Бензол			0,35		0,00309	0,09752
0621. Метилбензол			0,22		0,00194	0,06130
0616. Диметилбензол			0,11		0,00097	0,03065
0333. Сероводород			0,06		0,00053	0,01672

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2029 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ 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	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ 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	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2210,3		
			тыс.м3/ч	0,252		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,2954**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2210 / 1000	**9,3172**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0120**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2210 / 1000	**0,3785**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2774
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,2339
			т/год	141,96 *	23,5 * 2210 * 10^{-6}	7,3717
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,234 *	0,13	**0,0304**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	7,4 *	0,13	**0,9583**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,234 *	0,8	**0,1872**
		$П_{NO2}$	**т/год**	7,4 *	0,8	**5,8974**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o, м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс} = 0.39$

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$B_{оз}$+$У_{вл}$*$B_{вл}$)*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*$K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	18175,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	18175,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,1647**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,5685**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,5801**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0076**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0048**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0024**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0013**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126
Расчет выбросов на 130 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	650	1300	мг/с	863,62250
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,86362**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**27,23520**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,62578	19,73463
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,23145	7,29903
0602. Бензол			0,35		0,00302	0,09532
0621. Метилбензол			0,22		0,00190	0,05992
0616. Диметилбензол			0,11		0,00095	0,02996
0333. Сероводород			0,06		0,00052	0,01634

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2030 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2003,7		
			тыс.м3/ч	0,229		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	aCO *	фКсо	
			г/кг	aCH *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	aCO	22,8	кг/с			
	aCH	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jco		г/кг	22,8 *	0,3 0,6	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 1,2	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,2678**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2004 / 1000	**8,4460**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0109**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2004 / 1000	**0,3431**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2	0,3060
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,2 * 0,278 * 10^{-3}	0,2121
			т/год	141,96 *	23,5 * 2004 * 10^{-6}	6,6824
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,212 *	0,13	**0,0276**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	6,7 *	0,13	**0,8687**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,212 *	0,8	**0,1697**
		$П_{NO2}$	**т/год**	6,7 *	0,8	**5,3460**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+G_{XP}*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	16525,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	16525,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**1,9682**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,4261**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,5275**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0069**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0043**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0022**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0012**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+G_{XP}*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*$К_р^{max}$*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**$К_р^{max}$**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **$G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 129 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	645	1290	мг/с	856,97925
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,85698**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**27,02570**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,62097	19,58282
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,22967	7,24289
0602. Бензол			0,35		0,00300	0,09459
0621. Метилбензол			0,22		0,00189	0,05946
0616. Диметилбензол			0,11		0,00094	0,02973
0333. Сероводород			0,06		0,00051	0,01622

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (рекомендуемый) 2026 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2568,0		
			тыс.м3/ч	0,293		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,3433**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2568 / 1000	**10,8248**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0139**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2568 / 1000	**0,4398**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2388
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,2718
			т/год	141,96 *	23,5 * 2568 * 10^{-6}	8,5646
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,272 *	0,13	**0,0353**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	8,6 *	0,13	**1,1134**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,272 *	0,8	**0,2174**
		$П_{NO2}$	**т/год**	8,6 *	0,8	**6,8517**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$B_{оз}$+$У_{вл}$*$B_{вл}$)*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*$K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}$/3600	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **w=(4*V)/(3.14*d^2)**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	28050,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	28050,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**3,3408**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**2,4208**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,8953**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0117**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0073**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0037**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0020**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 140 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	700	1400	мг/с	930,05500
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,93006**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**29,33021**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,67392	21,25267
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,24925	7,86050
0602. Бензол			0,35		0,00326	0,10266
0621. Метилбензол			0,22		0,00205	0,06453
0616. Диметилбензол			0,11		0,00102	0,03226
0333. Сероводород			0,06		0,00056	0,01760

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2027 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ 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	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ 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	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ 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	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2197,7		
			тыс.м3/ч	0,251		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,2938**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2198 / 1000	**9,2638**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0119**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2198 / 1000	**0,3763**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2790
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,2326
			т/год	141,96 *	23,5 * 2198 * 10^{-6}	7,3295
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,233 *	0,13	**0,0302**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	7,3 *	0,13	**0,9528**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,233 *	0,8	**0,1861**
		$П_{NO2}$	**т/год**	7,3 *	0,8	**5,8636**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_В = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+$G_{ХР}$*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*$К_р^{max}$*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**$К_р^{max}$**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	г/$м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**$G_{ХР}$**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	25138,0	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	25138,0	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,9939**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**2,1694**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,8024**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0105**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0066**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0033**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0018**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **$G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 141 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	705	1410	мг/с	936,69825
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,93670**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**29,53972**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,67873	21,40448
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,25104	7,91664
0602. Бензол			0,35		0,00328	0,10339
0621. Метилбензол			0,22		0,00206	0,06499
0616. Диметилбензол			0,11		0,00103	0,03249
0333. Сероводород			0,06		0,00056	0,01772

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2028 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ 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	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ 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	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ 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	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ 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	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	1870,7		
			тыс.м3/ч	0,214		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,2500**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	1871 / 1000	**7,8854**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0102**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	1871 / 1000	**0,3203**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2	0,3278
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,2 * 0,278 * 10^{-3}	0,1980
			т/год	141,96 *	23,5 * 1871 * 10^{-6}	6,2389
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,198 *	0,13	**0,0257**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	6,2 *	0,13	**0,8111**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,198 *	0,8	**0,1584**
		$П_{NO2}$	**т/год**	6,2 *	0,8	**4,9911**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+G_{XP}*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	22700,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	22700,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,7036**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,9590**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,7246**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0095**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0059**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0030**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0016**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **$Gт/год=(У_{оз}*В_{оз}+У_{вл}*В_{вл})*К_p^{max}/1000000+G_{XP}*К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*К_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	**$К_p^{max}$**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*В_{оз}+У_{вл}*В_{вл})*К_p^{max}/1000000+G_{XP}*К_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$В_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$В_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*К_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	$К_p^{max}$	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$К_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 145 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	725	1450	мг/с	963,27125
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,96327**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**30,37772**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,69799	22,01170
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,25816	8,14123
0602. Бензол			0,35		0,00337	0,10632
0621. Метилбензол			0,22		0,00212	0,06683
0616. Диметилбензол			0,11		0,00106	0,03342
0333. Сероводород			0,06		0,00058	0,01823

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2029 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ 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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	1562,7		
			тыс.м3/ч	0,178		
			кг/с	0,0		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,0	**0,2089**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	1563 / 1000	**6,5871**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,0	**0,0085**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	1563 / 1000	**0,2676**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2	0,3924
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,2 * 0,278 * 10^{-3}	0,1654
			т/год	141,96 *	23,5 * 1563 * 10^{-6}	5,2117
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,165 *	0,13	**0,0215**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	5,2 *	0,13	**0,6775**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,165 *	0,8	**0,1323**
		$П_{NO2}$	**т/год**	5,2 *	0,8	**4,1693**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+$G_{ХР}$*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**$G_{ХР}$**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	20988,0	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	20988,0	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,4997**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,8113**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,6699**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0087**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0055**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0027**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0015**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **$G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$B_{оз}$**	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$B_{вл}$**	2	т	Максимально-разовый выброс: **$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$**
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**K_p^{max}**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{оз}$**	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**G_{XP}**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$K_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 145 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	725	1450	мг/с	963,27125
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,96327**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**30,37772**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,69799	22,01170
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,25816	8,14123
0602. Бензол			0,35		0,00337	0,10632
0621. Метилбензол			0,22		0,00212	0,06683
0616. Диметилбензол			0,11		0,00106	0,03342
0333. Сероводород			0,06		0,00058	0,01823

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

2030 год

Источники №0001-0004. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	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/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_p$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 4 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0005-0010. Печь ППТМ-0,4Г.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,4		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000104	0,0299
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0066**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2096**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0299**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0011**
			т/год	**0,0299**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0341**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,646 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000104
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1674,7	0,6464
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 6 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0011-0015. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,95		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,95	* 4,19 * 1000	3977,5
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000044	0,0126
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0028**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0883**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0126**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0005**
			т/год	**0,0126**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0143**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,272 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000044
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3977,5	0,2722
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 5 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0016-0018. Печь ППТМ-0,63Г.

№ 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	0,733		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,733	* 4,19 * 1000	3068,9
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000057	0,0163
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0036**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1144**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0163**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0006**
			т/год	**0,0163**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0186**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,353 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000057
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 3068,9	0,3528
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 3 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0019-0020. Печь ПП-0,63А.

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	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	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2638
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000066	0,0190
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0042**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,1331**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0190**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0007**
			т/год	**0,0190**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0216**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,410 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000066
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 2637,7	0,4104
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0021 - Инсинератор Бренер

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,3353		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,3353	* 4,19 * 1000	1404
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000124	0,0357
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0079**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,2501**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0357**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0013**
			т/год	**0,0357**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0406**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,771 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000124
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 1403,8	0,7711
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0022 - ТДУ Ф-2000-ОС

№ 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	0,057		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,0568	* 4,19 * 1000	238
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000730	0,2107
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0468**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**1,4764**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,2107**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0076**
			т/год	**0,2107**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,2399**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 4,552 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000730
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 237,8	4,5522
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0023 - ТДУ Ф-2000-ЖДТ

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,086		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,25		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,086	* 4,19 * 1000	360
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000482	0,1391
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0309**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,9751**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,1391**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0050**
			т/год	**0,1391**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,1585**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 3,007 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000482
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 360,1	3,0066
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,06)	**1,6344**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 1 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источники №0024-0025 - Печь 3 Мвт

№ п.п.	Наименование	Обоз-наче-ние	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	2,5795		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	20,52		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	2,5795	* 4,19 * 1000	10800
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 8760	24,55
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,00005
			г/с	**0,00005**	*** 1000 / 3600**	**0,00001**
			т/год	**0,00005**	*** 8760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 24,548 / 1000	0,0368
			г/с	**0,0368**	*** 1000 / 3600**	**0,0102**
			т/год	**0,0368**	*** 8760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	288,7	* 0,000016	0,0046
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0010**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,8**	**0,0325**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0046**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0002**
			т/год	**0,0046**	*** 8760 / 1000 * 0,13**	**0,0053**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 25 * 1,50	288,68
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	288,68	/ 3600	**0,0802**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,100 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000016
2.7.	Фактическая средняя теплопро-изводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 25 / 1	1082,564
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1083	/ 10799,9	0,1002
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,0802)/ (3,14 * 0,20)	**0,5045**

Расчет выполнен на 1 печь, всего 2 ед.

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами.1996 г.

Источник №0026-0028
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	2504,7		
			тыс.м3/ч	0,286		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	р	кг/м^3	1,1962		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	аСО *	фКсо	
			г/кг	аСН *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,3
	аСО	22,8	кг/с			
	аСН	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,3 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,3 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,3348**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	2505 / 1000	**10,5579**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0136**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	2505 / 1000	**0,4289**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			24,92
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	А -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					4,6
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	24,92 -	2,056 + 4,6 - 1 * 0,175	23,494
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			225
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,3	0,2448
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,585
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	225 /	1,585	141,956
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	141,96 *	23,5 * 0,3 * 0,278 * 10^{-3}	0,2651
			т/год	141,96 *	23,5 * 2505 * 10^{-6}	8,3533
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,265 *	0,13	**0,0345**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	8,4 *	0,13	**1,0859**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,265 *	0,8	**0,2121**
		$П_{NO2}$	**т/год**	8,4 *	0,8	**6,6827**

Расчет выполнен на 1 ГТУ. Всего 3 ед.

Источники №0029 - Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)

№ 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	0,400		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	31,21		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	179769,2		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,1962		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,4	* 4,19 * 1000	1675
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	179769	* 1,196 / 5760	37,33
	Диоксид серы:					
	$П_{SO2}$=B(2S^{r}b+1.88(H2S)(1-b))*10^{-2}		кг/час			0,0001
			г/с	**0,0001**	*** 1000 / 3600**	**0,00002**
			т/год	**0,0001**	*** 5760 / 1000**	**0,0004**
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%			0,0001
2.3.	**Оксид углерода и метан :**					
	$П_{CH4}$ = $П_{CO}$ = 1.5 * B * 10^{-3}		кг/час	1,5	* 37,333 / 1000	0,0560
			г/с	**0,0560**	*** 1000 / 3600**	**0,0156**
			т/год	**0,0560**	*** 5760 / 1000**	**0,3226**
2.4.	Оксиды азота:					
	$П_{NOx}$ = Vr * C_{NOx}		кг/час	439,0	* 0,000158	0,0692
	Диоксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,8**	**0,0154**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,8**	**0,3188**
	Оксид азота:		**г/с**	**0,0692**	*** 1000 / 3600 * 0,13**	**0,0025**
			т/год	**0,0692**	*** 5760 / 1000 * 0,13**	**0,0518**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	V_r	$м^3$/ч	7,84	* 1 * 37 * 1,50	439,04
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	439,04	/ 3600	**0,1220**
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qр * * $A^{0.5}$ * Vcr / Vr * 10^{-6}		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,983 * 1,0 $^{0.5}$ * 0,83 / 10^{-6}	0,000158
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 37 / 1	1646,400
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,83
		$Q_ф/Q_р$		1646	/ 1674,7	0,9831
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4	* 0,1220)/ (3,14 * 0,20)	**0,7672**

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: 0030

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГУ-1. Западный Тузколь**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_O , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_O) = 1.2000514$$

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):

$$W_{ЗВ} = 91.5 * (K * (T_O + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_O - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001389
Скорость истечения смеси $W_{ИСТ}$, м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001389 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.01965033$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_O = 1000 * 0.001389 * 1.1962 = 1.6615218$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.000058858 < 0.2$, горение сажевое.
2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: 0.9984
Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-[нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_O) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;
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)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - 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	0.03323
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00399
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00065
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00083
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00332

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.6615218 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0332304 - 0.0008308 - 0.0033230 = 4.699921183$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 0.000117407$$

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):

$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.6615218 * 0.9984 = 0.000003895$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.6615218 * (1-0.9984) = 3.317408e-9$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_O$, %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_O, м^3 /м^3 (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_O) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{ПС}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_O - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_O <1800 , $C_{ПС}$ = 0.39

Температура горения $T_Г$, град.С (10):

$T_Г = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_Г) / 273 = 0.001389 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.15713221$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_B = 4.5 + 23 = 27.5$

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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_O), (м/с):

$W_O = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.15713221 / 0.777^2 = 0.330542192$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.03323	1.04796
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	0.12575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	0.02044
0410	Метан (727*)	0.00083	0.02620
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	0.10480
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.0000039	0.00012
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.00000011

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник: 0031

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
Наименование: **Факел на ГТУ. Западный Тузколь.**
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)	54.672	32.1142723	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	16.298	17.9438356	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	15.264	24.6447798	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	8.062	17.1571769	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.359	6.23186213	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.86	1.90794835	28.016	1.2507
Сероводород(H2S)	0.0001	0.00012478	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 27.31193429
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3 : 1.1962
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.2000514$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2000514 * (30 + 273) / 27.31193429)^{0.5} = 333.8613174$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3 /с: 0.001053
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.001053 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.014896903$$

Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o$ = 1000 * 0.001053 * 1.1962 = 1.2595986
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.00004462 < 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)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 27.3119343) = 77.8134561$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 1.485;

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)

$M_i = УВ_i * G$, где $УВ_i$ - 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	0.02519
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.00302
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.00049
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.00252

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 1.2595986 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8134561 + 0.0000000) - 0.0251920 - 0.0006298 - 0.0025192 = 3.563007203$$

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 $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 0.000117407$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.000117407 * 1.2595986 * 0.9984 = 0.000002953$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.000124788 * 1.2595986 * (1-0.9984) = 2.514925e-9$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 54.672 + 152 * 16.298 + 218 * 15.264 + 283 * 8.062 + 349 * 2.359 + 56 * 0.0001 = 13584.1466$$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.31193429)^{0.5} = 0.250851942$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.0001 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 14.94555034$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 14.94555034 = 15.94555034$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.4) = 1622.960791$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = 0.39

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (13584.1466 * (1-0.250851942) * 0.9984) / (15.94555034 * 0.39) = 1663.805939$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.001053 * 15.94555034 * (273 + 1663.805939) / 273 = 0.119121827$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 4.5 + 23 = 27.5$, 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):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.119121827 / 0.777^2 = 0.250583822$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02519	0.79445
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	0.09533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	0.01549
0410	Метан (727*)	0.00063	0.01986
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	0.07945
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	0.000003	0.00009
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000003	0.000000079

Источники № 0032-0036 - Накопительная емкость V-100 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): **Gт/год=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$К_р^{max}$/1000000+$G_{ХР}$*$К_{НП}$**
Объем одного резервуара	**V**	100	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	**$В_{оз}$**	6500	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	**$В_{вл}$**	6500	т	Максимально-разовый выброс: **M=C_1*$К_р^{max}$*$V_ч^{max}$ /3600**
Высота	**h**	3	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	**$К_р^{max}$**	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	**$V_ч^{max}$**	0,5	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	**C_1**	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	**$У_{оз}$**	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	**$У_{вл}$**	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	**$G_{ХР}$**	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	**$К_{НП}$**	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0092**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,7742**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,0067**	**0,5609**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0025**	**0,2075**
0602.Бензол	0,35	**0,00003**	**0,0027**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00002**	**0,0017**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00001**	**0,0009**
0333.Сероводород	0,06	**0,00001**	**0,0005**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0001**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0,0177**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0037-0040 - Накопительная емкость V-2000 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	19575,5	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	19575,5	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	12	м	
Диаметр	**d**	0,4	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	45	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,8313**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**2,3314**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,6023**	**1,6894**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,2228**	**0,6248**
0602.Бензол	0,35	**0,00291**	**0,0082**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00183**	**0,0051**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00091**	**0,0026**
0333.Сероводород	0,06	**0,00050**	**0,0014**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0125**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,0995**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0041-0053 - Дренажная емкость V-8 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*В_{оз}+У_{вл}*В_{вл})*К_p^{max}/1000000+G_{XP}*К_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	8	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$В_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$В_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 13 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0054-0057 - Дренажная емкость V-63 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	63	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 4 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники № 0058-0062 - Дренажная емкость V-2 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	2	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 5 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0063 - Дренажная емкость V-40 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	40	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	
Расчетные показатели:				

Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и	$У_{оз}$	571	г/т
весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источники №0064 - Дренажная емкость V-12,5 м3

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Количество резервуаров	**Np**	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$
Объем одного резервуара	**V**	12,5	$м^3$	
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	$B_{оз}$	2	т	
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	$B_{вл}$	2	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$
Высота	**h**	2	м	
Диаметр	**d**	0,1	м	

Расчетные показатели:			
Опытный коффициент (приложение 8)	K_p^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки	$V_ч^{max}$	12	$м^3$/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)	C_1	665	$г/м^3$
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)	$У_{оз}$	571	г/т
	$У_{вл}$	620	г/т
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	0,27	т/год
Опытный коффициент (приложение 12)	$K_{НП}$	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**0,2217**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**0,0002**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод.**	**Количество выбросов**	
	Ci, % масс.	**г/с**	**т/год**
0415.Смесь углеводородов предельных С1-С5	72,46	**0,1606**	**0,0002**
0416.Смесь углеводородов предельных С6-С10	26,8	**0,0594**	**0,0001**
0602.Бензол	0,35	**0,00078**	**0,000001**
0621.Метилбензол	0,22	**0,00049**	**0,000001**
0616.Диметилбензол	0,11	**0,00024**	**0,0000003**
0333.Сероводород	0,06	**0,00013**	**0,0000001**

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3/с$	**0,0033**

Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0,4246**

Расчет выполнен на 1 емкость, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Расчет выбросов на 1 скважину						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,00664**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**0,20950**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выбросов на 147 скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	735	1470	мг/с	976,55775
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					**г/с**	**0,97656**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					**т/год**	**30,79673**
Наименование ЗВ			**Масс.сод.**		**Количество выбросов**	
			Ci, % масс.		**г/с**	**т/год**
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5			72,46		0,70761	22,31531
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10			26,8		0,26172	8,25352
0602. Бензол			0,35		0,00342	0,10779
0621. Метилбензол			0,22		0,00215	0,06775
0616. Диметилбензол			0,11		0,00107	0,03388
0333. Сероводород			0,06		0,00059	0,01848

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0001	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-465	63							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	2026
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0002	10	0.25	1.63	0.0800126	400	3299	-2652							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0003	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1544	-870							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0004	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-1497	8378							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0005	10	0.25	1.63	0.0802	400	-926	8158							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0006	10	0.25	1.63	0.0802	400	-927	8070							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0011	33.812	0.0341	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Азота оксид) (6)				
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0007	10	0.25	1.63	0.0802	400	-468	167							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0008	10	0.25	1.63	0.0802	400	3296	-2751							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0009	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8030	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0010	10	0.25	1.63	0.0802	400	77	2548							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0011	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8095	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.00001	0.307	0.0004	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0012	10	0.25	1.63	0.0802	400	-846	8665							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0013	10	0.25	1.63	0.0802	400	-850	8570							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0014	10	0.25	1.63	0.0802	400	45	7516							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0015	10	0.25	1.63	0.0802	400	-1789	9973							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0016	10	0.25	1.63	0.0802	400	-4320	12276							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.0102	313.529	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0017	10	0.25	1.63	0.0802	400	-5300	14880							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0018	10	0.25	1.63	0.0802	400	-7963	14130							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0019	10	0.25	1.63	0.0800126	400	2281	1502							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0020	10	0.25	1.63	0.0800126	400	72	2641							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Инсинератор Бренер	1	8760	Инсинератор Бренер	0021	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1197	4644							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0079	243.400	0.2501	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0013	40.053	0.0406	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ТДУ Ф-2000-ОС	1	8760	ТДУ Ф-2000-ОС	0022	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1097	4646							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0468	1441.916	1.4764	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0076	234.157	0.2399	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		ТДУ Ф-2000-ЖДТ	1	8760	ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	10	0.25	1.63	0.0800126	400	984	4643							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0309	952.034	0.9751	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005	154.051	0.1585	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0024	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8672							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0025	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0026	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9230							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2174	804.565	6.8517	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0353	130.640	1.1134	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3433	1270.502	10.8248	
																				0410	Метан (727*)	0.0139	51.442	0.4398	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0027	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9131							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2174	804.565	6.8517	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0353	130.640	1.1134	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3433	1270.502	10.8248	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0028	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1351	9186							0410	Метан (727*)	0.0139	51.442	0.4398	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2174	804.565	6.8517	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0353	130.640	1.1134	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3433	1270.502	10.8248	
001		Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	1	5760	Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	10	0.45	0.77	0.122	400	686	1751							0410	Метан (727*)	0.0139	51.442	0.4398	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0154	311.181	0.3188	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	50.516	0.0518	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002	0.404	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0156	315.222	0.3226	
001		Факельная установка на ГУ-1	1	8760	Факельная установка на ГУ-1	0030	27.5	0.777	0.33	0.1564757	1663.8	-916	8572							0410	Метан (727*)	0.0156	315.222	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	180.904	0.12575	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	29.471	0.02044	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	150.527	0.1048	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000039	0.177	0.00012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0001	0.00000011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03323	1506.626	1.04796	
001		Факельная установка на ГТУ	1	8760	Факельная установка на ГТУ	0031	27.5	0.777	0.25	0.1185422	1663.8	-1258	9179							0410	Метан (727*)	0.00083	37.632	0.0262	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	180.741	0.09533	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	29.325	0.01549	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	150.817	0.07945	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000003	0.180	0.00009	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0002	7.9e-8	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02519	1507.569	0.79445	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0032	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1671	8399							0410	Метан (727*)	0.00063	37.704	0.01986	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00001	70.649	0.0009	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0033	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-965	8626							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0034	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1670	8359							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0035	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8163							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0036	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8071							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0037	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-919	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.002	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.4208	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8953	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0038	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-916	8639							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0117	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0037	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0073	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.002	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.4208	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8953	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0039	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-884	8667							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0117	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0037	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0073	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.002	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.4208	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8953	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0040	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-885	8632							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0117	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0037	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0073	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.002	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.4208	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8953	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0041	2	0.1	0.42	0.0032987	30	215	7608							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0117	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0037	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0073	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0042	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1700	9975							0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов	0.0594	19985.895	0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					предельных С6-С10 (1503*)				
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0043	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-4220	12276							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0044	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-5414	14892							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0045	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-7850	14134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0046	2	0.1	0.42	0.0032987	30	1372	-962							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0047	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-650	165							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.1606	54035.939	0.0002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0048	2	0.1	0.42	0.0032987	30	3129	-2652							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0049	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-96	2602							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0050	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-8147	15271							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0051	2	0.1	0.42	0.0032987	30	2525	1502							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0052	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-967	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0053	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1546	8331							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0054	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8638							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0055	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8614							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0056	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-990	8599							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0057	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-960	8574							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0058	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8637							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0059	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8609							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0060	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1260	9133							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0061	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1545	8430							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00024	80.751	0.0000003	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2026 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					(203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0062	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1012	8066							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
001		Дренажная емкость V-40 м3	1	8760	Дренажная емкость V-40 м3	0063	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-885	8606							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
001		Дренажная емкость V-12,5 м3	1	8760	Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-917	8611							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	Площадка добывающих скважин	6001	2				30	-1134	6716	31000	28000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000558		0.0176	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.67392		21.25267	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.24925		7.8605	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00326		0.10266	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00102		0.03226	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00205		0.06453	2025

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0001	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-465	63							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	2027
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0002	10	0.25	1.63	0.0800126	400	3299	-2652							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0003	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1544	-870							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0004	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-1497	8378							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0005	10	0.25	1.63	0.0802	400	-926	8158							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0006	10	0.25	1.63	0.0802	400	-927	8070							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0011	33.812	0.0341	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Азота оксид) (6)				
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0007	10	0.25	1.63	0.0802	400	-468	167							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0008	10	0.25	1.63	0.0802	400	3296	-2751							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0009	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8030	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0010	10	0.25	1.63	0.0802	400	77	2548							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0011	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8095	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.00001	0.307	0.0004	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0012	10	0.25	1.63	0.0802	400	-846	8665								Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0013	10	0.25	1.63	0.0802	400	-850	8570												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0014	10	0.25	1.63	0.0802	400	45	7516												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0015	10	0.25	1.63	0.0802	400	-1789	9973												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0016	10	0.25	1.63	0.0802	400	-4320	12276												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.0102	313.529	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0017	10	0.25	1.63	0.0802	400	-5300	14880							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0018	10	0.25	1.63	0.0802	400	-7963	14130							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0019	10	0.25	1.63	0.0800126	400	2281	1502							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0020	10	0.25	1.63	0.0800126	400	72	2641							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Инсинератор Бренер	1	8760	Инсинератор Бренер	0021	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1197	4644							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0079	243.400	0.2501	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0013	40.053	0.0406	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ТДУ Ф-2000-ОС	1	8760	ТДУ Ф-2000-ОС	0022	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1097	4646							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0468	1441.916	1.4764	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0076	234.157	0.2399	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		ТДУ Ф-2000-ЖДТ	1	8760	ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	10	0.25	1.63	0.0800126	400	984	4643							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0309	952.034	0.9751	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005	154.051	0.1585	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0024	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8672							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0025	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0026	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9230							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1861	688.728	5.8636	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0302	111.766	0.9528	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2938	1087.310	9.2638	
																				0410	Метан (727*)	0.0119	44.040	0.3763	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0027	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9131							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1861	688.728	5.8636	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0302	111.766	0.9528	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2938	1087.310	9.2638	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0028	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1351	9186							0410	Метан (727*)	0.0119	44.040	0.3763	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1861	688.728	5.8636	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0302	111.766	0.9528	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2938	1087.310	9.2638	
001		Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	1	5760	Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	10	0.45	0.77	0.122	400	686	1751							0410	Метан (727*)	0.0119	44.040	0.3763	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0154	311.181	0.3188	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	50.516	0.0518	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002	0.404	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0156	315.222	0.3226	
001		Факельная установка на ГУ-1	1	8760	Факельная установка на ГУ-1	0030	27.5	0.777	0.33	0.1564757	1663.8	-916	8572							0410	Метан (727*)	0.0156	315.222	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	180.904	0.12575	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	29.471	0.02044	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	150.527	0.1048	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000039	0.177	0.00012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0001	0.00000011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03323	1506.626	1.04796	
001		Факельная установка на ГТУ	1	8760	Факельная установка на ГТУ	0031	27.5	0.777	0.25	0.1185422	1663.8	-1258	9179							0410	Метан (727*)	0.00083	37.632	0.0262	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	180.741	0.09533	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	29.325	0.01549	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	150.817	0.07945	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000003	0.180	0.00009	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0002	7.9e-8	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02519	1507.569	0.79445	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0032	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1671	8399							0410	Метан (727*)	0.00063	37.704	0.01986	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00001	70.649	0.0009	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0033	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-965	8626							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0034	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1670	8359							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0035	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8163							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0036	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8071							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0037	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-919	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0018	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.1694	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8024	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0038	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-916	8639							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0105	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0033	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0066	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0018	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.1694	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8024	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0039	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-884	8667							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0105	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0033	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0066	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0018	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.1694	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8024	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0040	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-885	8632							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0105	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0033	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0066	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0018	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	2.1694	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.8024	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0041	2	0.1	0.42	0.0032987	30	215	7608							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0105	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0033	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0066	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0042	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1700	9975							0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов	0.0594	19985.895	0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					предельных С6-С10 (1503*)				
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0043	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-4220	12276							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0044	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-5414	14892							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0045	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-7850	14134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0046	2	0.1	0.42	0.0032987	30	1372	-962							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0047	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-650	165							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.1606	54035.939	0.0002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0048	2	0.1	0.42	0.0032987	30	3129	-2652							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0049	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-96	2602							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0050	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-8147	15271							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0051	2	0.1	0.42	0.0032987	30	2525	1502							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0052	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-967	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0053	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1546	8331							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0054	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8638							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0055	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8614							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0056	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-990	8599							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0057	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-960	8574							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0058	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8637							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0059	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8609							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0060	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1260	9133							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0061	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1545	8430							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00024	80.751	0.0000003	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					(203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0062	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1012	8066							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-40 м3	1	8760	Дренажная емкость V-40 м3	0063	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-885	8606							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-12,5 м3	1	8760	Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-917	8611							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	Площадка добывающих скважин	6001	2				30	-1134	6716	31000	28000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000562		0.01772	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.67873		21.40448	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.25104		7.91664	
																				0602	Бензол (64)	0.00328		0.10339	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00103		0.03249	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00206		0.06499	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0001	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-465	63							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	2028
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0002	10	0.25	1.63	0.0800126	400	3299	-2652							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0003	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1544	-870							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0004	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-1497	8378							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0005	10	0.25	1.63	0.0802	400	-926	8158							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0006	10	0.25	1.63	0.0802	400	-927	8070							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0011	33.812	0.0341	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Азота оксид) (6)				
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0007	10	0.25	1.63	0.0802	400	-468	167							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0008	10	0.25	1.63	0.0802	400	3296	-2751							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0009	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8030	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0010	10	0.25	1.63	0.0802	400	77	2548							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0011	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8095	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.00001	0.307	0.0004	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0012	10	0.25	1.63	0.0802	400	-846	8665							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0013	10	0.25	1.63	0.0802	400	-850	8570							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0014	10	0.25	1.63	0.0802	400	45	7516							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0015	10	0.25	1.63	0.0802	400	-1789	9973							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0016	10	0.25	1.63	0.0802	400	-4320	12276							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.0102	313.529	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0017	10	0.25	1.63	0.0802	400	-5300	14880							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0018	10	0.25	1.63	0.0802	400	-7963	14130							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0019	10	0.25	1.63	0.0800126	400	2281	1502							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0020	10	0.25	1.63	0.0800126	400	72	2641							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Инсинератор Бренер	1	8760	Инсинератор Бренер	0021	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1197	4644							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0079	243.400	0.2501	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0013	40.053	0.0406	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ТДУ Ф-2000-ОС	1	8760	ТДУ Ф-2000-ОС	0022	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1097	4646							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0468	1441.916	1.4764	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0076	234.157	0.2399	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		ТДУ Ф-2000-ЖДТ	1	8760	ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	10	0.25	1.63	0.0800126	400	984	4643							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0309	952.034	0.9751	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005	154.051	0.1585	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0024	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8672							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0025	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0026	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9230							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1584	586.215	4.9911	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0257	95.112	0.8111	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.25	925.213	7.8854	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	37.749	0.3203	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0027	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9131							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1584	586.215	4.9911	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0257	95.112	0.8111	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.25	925.213	7.8854	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0028	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1351	9186							0410	Метан (727*)	0.0102	37.749	0.3203	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1584	586.215	4.9911	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0257	95.112	0.8111	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.25	925.213	7.8854	
001		Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	1	5760	Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	10	0.45	0.77	0.122	400	686	1751							0410	Метан (727*)	0.0102	37.749	0.3203	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0154	311.181	0.3188	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	50.516	0.0518	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002	0.404	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0156	315.222	0.3226	
001		Факельная установка на ГУ-1	1	8760	Факельная установка на ГУ-1	0030	27.5	0.777	0.33	0.1564757	1663.8	-916	8572							0410	Метан (727*)	0.0156	315.222	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	180.904	0.12575	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	29.471	0.02044	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	150.527	0.1048	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000039	0.177	0.00012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0001	0.00000011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03323	1506.626	1.04796	
001		Факельная установка на ГТУ	1	8760	Факельная установка на ГТУ	0031	27.5	0.777	0.25	0.1185422	1663.8	-1258	9179							0410	Метан (727*)	0.00083	37.632	0.0262	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	180.741	0.09533	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	29.325	0.01549	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	150.817	0.07945	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000003	0.180	0.00009	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0002	7.9e-8	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02519	1507.569	0.79445	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0032	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1671	8399							0410	Метан (727*)	0.00063	37.704	0.01986	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00001	70.649	0.0009	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0033	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-965	8626							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0034	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1670	8359							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0035	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8163							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0036	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8071							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0037	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-919	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0016	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.959	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.7246	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0038	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-916	8639							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0095	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0059	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0016	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.959	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.7246	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0039	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-884	8667							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0095	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0059	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0016	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.959	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.7246	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0040	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-885	8632							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0095	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0059	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0016	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.959	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.7246	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0041	2	0.1	0.42	0.0032987	30	215	7608							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0095	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0059	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0042	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1700	9975							0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов	0.0594	19985.895	0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					предельных С6-С10 (1503*)				
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0043	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-4220	12276							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0044	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-5414	14892							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0045	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-7850	14134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0046	2	0.1	0.42	0.0032987	30	1372	-962							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0047	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-650	165							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.1606	54035.939	0.0002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0048	2	0.1	0.42	0.0032987	30	3129	-2652							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0049	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-96	2602							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0050	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-8147	15271							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0051	2	0.1	0.42	0.0032987	30	2525	1502							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0052	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-967	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0053	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1546	8331							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0054	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8638							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0055	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8614							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0056	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-990	8599							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0057	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-960	8574							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0058	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8637							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0059	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8609							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0060	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1260	9133							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0061	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1545	8430							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00024	80.751	0.0000003	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2028 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					(203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0062	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1012	8066							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-40 м3	1	8760	Дренажная емкость V-40 м3	0063	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-885	8606							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-12,5 м3	1	8760	Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-917	8611							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	Площадка добывающих скважин	6001	2				30	-1134	6716	31000	28000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000578		0.01823	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.69799		22.0117	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.25816		8.14123	
																				0602	Бензол (64)	0.00337		0.10632	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00106		0.03342	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00212		0.06683	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0001	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-465	63							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	2029
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0002	10	0.25	1.63	0.0800126	400	3299	-2652							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0003	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1544	-870							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0004	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-1497	8378							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0005	10	0.25	1.63	0.0802	400	-926	8158							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0006	10	0.25	1.63	0.0802	400	-927	8070							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0011	33.812	0.0341	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Азота оксид) (6)				
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0007	10	0.25	1.63	0.0802	400	-468	167							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0008	10	0.25	1.63	0.0802	400	3296	-2751							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0009	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8030	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0010	10	0.25	1.63	0.0802	400	77	2548							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0011	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8095	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.00001	0.307	0.0004	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0012	10	0.25	1.63	0.0802	400	-846	8665							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0013	10	0.25	1.63	0.0802	400	-850	8570							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0014	10	0.25	1.63	0.0802	400	45	7516							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0015	10	0.25	1.63	0.0802	400	-1789	9973							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0016	10	0.25	1.63	0.0802	400	-4320	12276							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.0102	313.529	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0017	10	0.25	1.63	0.0802	400	-5300	14880							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0018	10	0.25	1.63	0.0802	400	-7963	14130							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0019	10	0.25	1.63	0.0800126	400	2281	1502							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0020	10	0.25	1.63	0.0800126	400	72	2641							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Инсинератор Бренер	1	8760	Инсинератор Бренер	0021	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1197	4644							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0079	243.400	0.2501	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0013	40.053	0.0406	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ТДУ Ф-2000-ОС	1	8760	ТДУ Ф-2000-ОС	0022	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1097	4646							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0468	1441.916	1.4764	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0076	234.157	0.2399	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		ТДУ Ф-2000-ЖДТ	1	8760	ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	10	0.25	1.63	0.0800126	400	984	4643							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0309	952.034	0.9751	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005	154.051	0.1585	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0024	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8672							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0025	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0026	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9230							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1323	489.623	4.1693	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0215	79.568	0.6775	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2089	773.108	6.5871	
																				0410	Метан (727*)	0.0085	31.457	0.2676	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0027	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9131							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1323	489.623	4.1693	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0215	79.568	0.6775	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2089	773.108	6.5871	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0028	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1351	9186							0410	Метан (727*)	0.0085	31.457	0.2676	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1323	489.623	4.1693	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0215	79.568	0.6775	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2089	773.108	6.5871	
001		Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	1	5760	Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	10	0.45	0.77	0.122	400	686	1751							0410	Метан (727*)	0.0085	31.457	0.2676	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0154	311.181	0.3188	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	50.516	0.0518	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002	0.404	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0156	315.222	0.3226	
001		Факельная установка на ГУ-1	1	8760	Факельная установка на ГУ-1	0030	27.5	0.777	0.33	0.1564757	1663.8	-916	8572							0410	Метан (727*)	0.0156	315.222	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	180.904	0.12575	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	29.471	0.02044	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	150.527	0.1048	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000039	0.177	0.00012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0001	0.00000011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03323	1506.626	1.04796	
001		Факельная установка на ГТУ	1	8760	Факельная установка на ГТУ	0031	27.5	0.777	0.25	0.1185422	1663.8	-1258	9179							0410	Метан (727*)	0.00083	37.632	0.0262	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	180.741	0.09533	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	29.325	0.01549	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	150.817	0.07945	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000003	0.180	0.00009	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0002	7.9e-8	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02519	1507.569	0.79445	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0032	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1671	8399							0410	Метан (727*)	0.00063	37.704	0.01986	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00001	70.649	0.0009	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0033	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-965	8626							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0034	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1670	8359							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0035	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8163							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0036	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8071							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0037	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-919	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0015	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.8113	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6699	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0038	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-916	8639							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0087	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0027	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0055	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0015	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.8113	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6699	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0039	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-884	8667							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0087	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0027	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0055	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0015	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.8113	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6699	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0040	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-885	8632							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0087	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0027	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0055	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0015	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.8113	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6699	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0041	2	0.1	0.42	0.0032987	30	215	7608							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0087	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0027	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0055	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0042	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1700	9975							0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов	0.0594	19985.895	0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					предельных С6-С10 (1503*)				
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0043	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-4220	12276							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0044	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-5414	14892							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0045	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-7850	14134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0046	2	0.1	0.42	0.0032987	30	1372	-962							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0047	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-650	165							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.1606	54035.939	0.0002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0048	2	0.1	0.42	0.0032987	30	3129	-2652							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0049	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-96	2602							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0050	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-8147	15271							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0051	2	0.1	0.42	0.0032987	30	2525	1502							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0052	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-967	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0053	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1546	8331							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0054	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8638							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0055	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8614							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0056	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-990	8599							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	2025
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	2025
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	2025

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0057	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-960	8574							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0058	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8637							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0059	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8609							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0060	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1260	9133							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0061	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1545	8430							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00024	80.751	0.0000003	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2029 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					(203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0062	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1012	8066							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-40 м3	1	8760	Дренажная емкость V-40 м3	0063	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-885	8606							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-12,5 м3	1	8760	Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-917	8611							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	Площадка добывающих скважин	6001	2				30	-1134	6716	31000	28000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000578		0.01823	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.69799		22.0117	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.25816		8.14123	
																				0602	Бензол (64)	0.00337		0.10632	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00106		0.03342	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00212		0.06683	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0001	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-465	63							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	2030
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0002	10	0.25	1.63	0.0800126	400	3299	-2652							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0003	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1544	-870							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0004	10	0.25	1.63	0.0800126	400	-1497	8378							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0005	10	0.25	1.63	0.0802	400	-926	8158							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0006	10	0.25	1.63	0.0802	400	-927	8070							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (	0.0011	33.812	0.0341	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					Азота оксид) (6)				
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0007	10	0.25	1.63	0.0802	400	-468	167							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0008	10	0.25	1.63	0.0802	400	3296	-2751							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0009	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8030	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	8760	Печь ППТМ-0,4Г	0010	10	0.25	1.63	0.0802	400	77	2548							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0066	202.872	0.2096	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	33.812	0.0341	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0011	10	0.25	1.63	0.0802	400	-8095	15274							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.00001	0.307	0.0004	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0012	10	0.25	1.63	0.0802	400	-846	8665								Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0013	10	0.25	1.63	0.0802	400	-850	8570												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0014	10	0.25	1.63	0.0802	400	45	7516												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0015	10	0.25	1.63	0.0802	400	-1789	9973												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0028	86.067	0.0883	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	15.369	0.0143	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0016	10	0.25	1.63	0.0802	400	-4320	12276												
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.0102	313.529	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0017	10	0.25	1.63	0.0802	400	-5300	14880							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0018	10	0.25	1.63	0.0802	400	-7963	14130							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0036	110.657	0.1144	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0006	18.443	0.0186	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.307	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	313.529	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	313.529	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0019	10	0.25	1.63	0.0800126	400	2281	1502							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ПП-0,63А	1	8760	Печь ПП-0,63А	0020	10	0.25	1.63	0.0800126	400	72	2641							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0042	129.403	0.1331	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007	21.567	0.0216	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Инсинератор Бренер	1	8760	Инсинератор Бренер	0021	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1197	4644							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0079	243.400	0.2501	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0013	40.053	0.0406	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ТДУ Ф-2000-ОС	1	8760	ТДУ Ф-2000-ОС	0022	10	0.25	1.63	0.0800126	400	1097	4646							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0468	1441.916	1.4764	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0076	234.157	0.2399	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		ТДУ Ф-2000-ЖДТ	1	8760	ТДУ Ф-2000-ЖДТ	0023	10	0.25	1.63	0.0800126	400	984	4643							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0309	952.034	0.9751	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.005	154.051	0.1585	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.308	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	314.264	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	314.264	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0024	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8672							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	8760	Печь ППТМ-0,63Г	0025	12	0.45	0.5	0.0795218	400	-1023	8571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.000	0.0325	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.200	0.0053	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00001	0.310	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0102	316.203	0.3226	
																				0410	Метан (727*)	0.0102	316.203	0.3226	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0026	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9230							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2121	784.951	6.6827	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0345	127.679	1.0859	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3348	1239.045	10.5579	
																				0410	Метан (727*)	0.0136	50.332	0.4289	
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0027	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1433	9131							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2121	784.951	6.6827	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0345	127.679	1.0859	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3348	1239.045	10.5579	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ГТУ	1	8760	ГТУ	0028	4.5	0.25	13.57	0.6661174	400	-1351	9186							0410	Метан (727*)	0.0136	50.332	0.4289	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2121	784.951	6.6827	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0345	127.679	1.0859	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3348	1239.045	10.5579	
001		Печь ППТМ-0,4Г (АНМ)	1	5760	Печь ППТМ-0,4Г(АНМ)	0029	10	0.45	0.77	0.122	400	686	1751							0410	Метан (727*)	0.0136	50.332	0.4289	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0154	311.181	0.3188	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	50.516	0.0518	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.00002	0.404	0.0004	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0156	315.222	0.3226	
001		Факельная установка на ГУ-1	1	8760	Факельная установка на ГУ-1	0030	27.5	0.777	0.33	0.1564757	1663.8	-916	8572							0410	Метан (727*)	0.0156	315.222	0.3226	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00399	180.904	0.12575	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00065	29.471	0.02044	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00332	150.527	0.1048	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0000039	0.177	0.00012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0001	0.00000011	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03323	1506.626	1.04796	
001		Факельная установка на ГТУ	1	8760	Факельная установка на ГТУ	0031	27.5	0.777	0.25	0.1185422	1663.8	-1258	9179							0410	Метан (727*)	0.00083	37.632	0.0262	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00302	180.741	0.09533	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00049	29.325	0.01549	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00252	150.817	0.07945	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.000003	0.180	0.00009	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3e-9	0.0002	7.9e-8	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.02519	1507.569	0.79445	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0032	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1671	8399							0410	Метан (727*)	0.00063	37.704	0.01986	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00001	70.649	0.0009	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0033	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-965	8626							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0034	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1670	8359							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0035	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8163							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-100 м3	1	8760	Накопительная емкость V-100 м3	0036	3	0.1	0.02	0.0001571	30	-1099	8071							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	70.649	0.0005	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0067	47334.588	0.5609	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0025	17662.160	0.2075	
																				0602	Бензол (64)	0.00003	211.946	0.0027	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	70.649	0.0009	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00002	141.297	0.0017	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0037	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-919	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0014	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.6894	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6248	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0038	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-916	8639							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0082	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0026	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0051	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0014	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.6894	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6248	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0039	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-884	8667							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0082	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0026	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0051	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0014	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.6894	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6248	
001		Накопительная емкость V-2000 м3	1	8760	Накопительная емкость V-2000 м3	0040	12	0.4	0.1	0.0125664	30	-885	8632							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0082	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0026	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0051	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005	44.161	0.0014	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6023	53196.366	1.6894	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.2228	19678.151	0.6248	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0041	2	0.1	0.42	0.0032987	30	215	7608							0602	Бензол (64)	0.00291	257.017	0.0082	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00091	80.373	0.0026	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00183	161.629	0.0051	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0042	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1700	9975							0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов	0.0594	19985.895	0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темп. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					предельных С6-С10 (1503*)				
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0043	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-4220	12276							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0044	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-5414	14892							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0045	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-7850	14134							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0046	2	0.1	0.42	0.0032987	30	1372	-962							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0047	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-650	165							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (	0.1606	54035.939	0.0002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1502*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0048	2	0.1	0.42	0.0032987	30	3129	-2652							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0049	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-96	2602							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0050	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-8147	15271							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0051	2	0.1	0.42	0.0032987	30	2525	1502							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0052	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-967	8671							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-8 м3	1	8760	Дренажная емкость V-8 м3	0053	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1546	8331							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0054	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8638							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0055	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1023	8614							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0056	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-990	8599							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

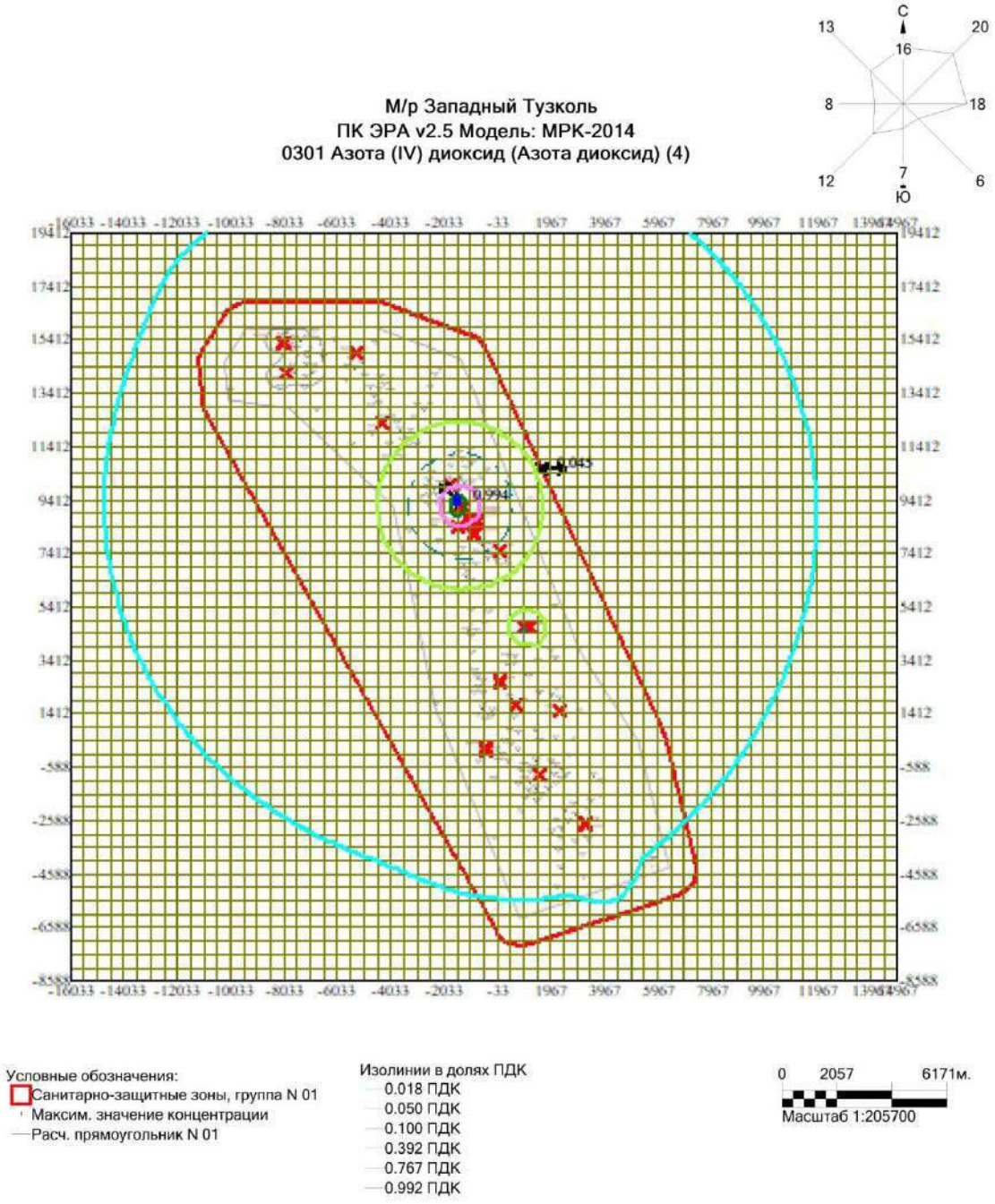
Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дренажная емкость V-63 м3	1	8760	Дренажная емкость V-63 м3	0057	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-960	8574							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0058	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8637							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0059	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-847	8609							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0060	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1260	9133							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0061	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1545	8430							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00024	80.751	0.0000003	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

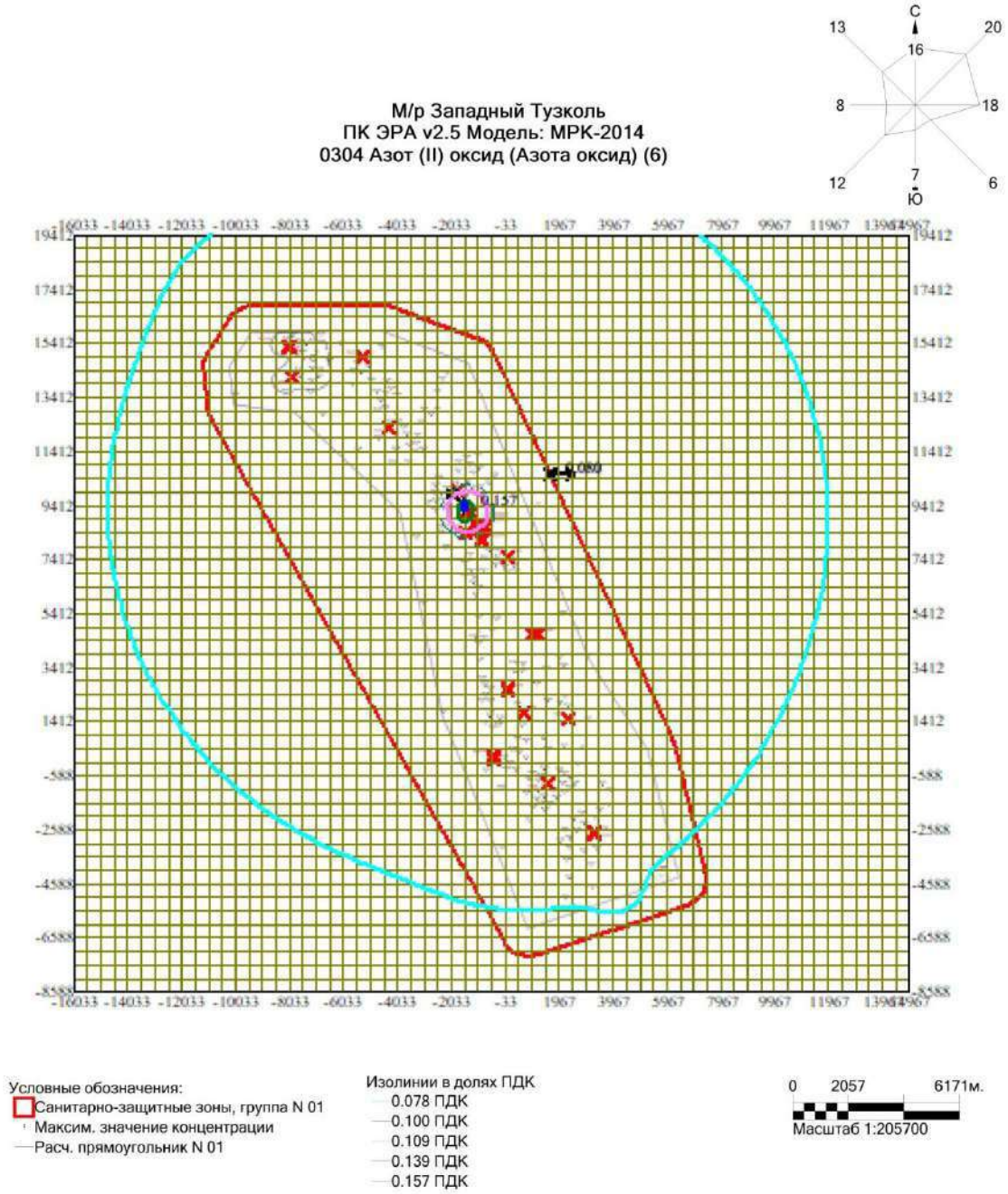
М/р Западный Тузколь, ДПР. Вариант №2. 2030 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Y1	2-го конца лин.о /длина, ширина площадного источника X2	Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	мг/нм3	т/год	Год достижения НДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					(203)				
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-2 м3	1	8760	Дренажная емкость V-2 м3	0062	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-1012	8066							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-40 м3	1	8760	Дренажная емкость V-40 м3	0063	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-885	8606							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Дренажная емкость V-12,5 м3	1	8760	Дренажная емкость V-12,5 м3	0064	2	0.1	0.42	0.0032987	30	-917	8611							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013	43.740	0.0000001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1606	54035.939	0.0002	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0594	19985.895	0.0001	
																				0602	Бензол (64)	0.00078	262.441	0.000001	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024	80.751	0.0000003	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00049	164.867	0.000001	
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	Площадка добывающих скважин	6001	2				30	-1134	6716	31000	28000					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000586		0.01848	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.70761		22.31531	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.26172		8.25352	
																				0602	Бензол (64)	0.00342		0.10779	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00107		0.03388	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00215		0.06775	

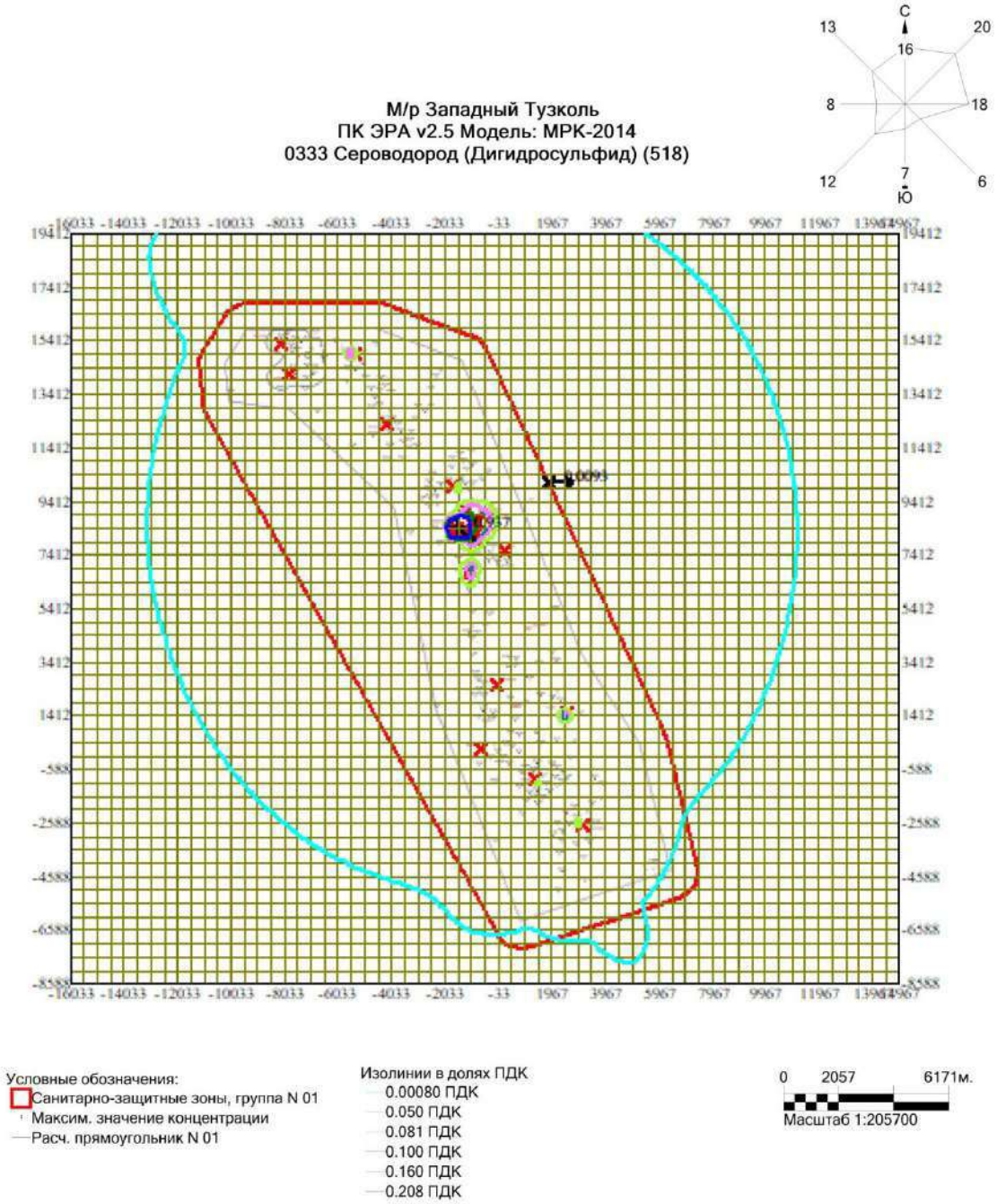
ПРИЛОЖЕНИЕ 4



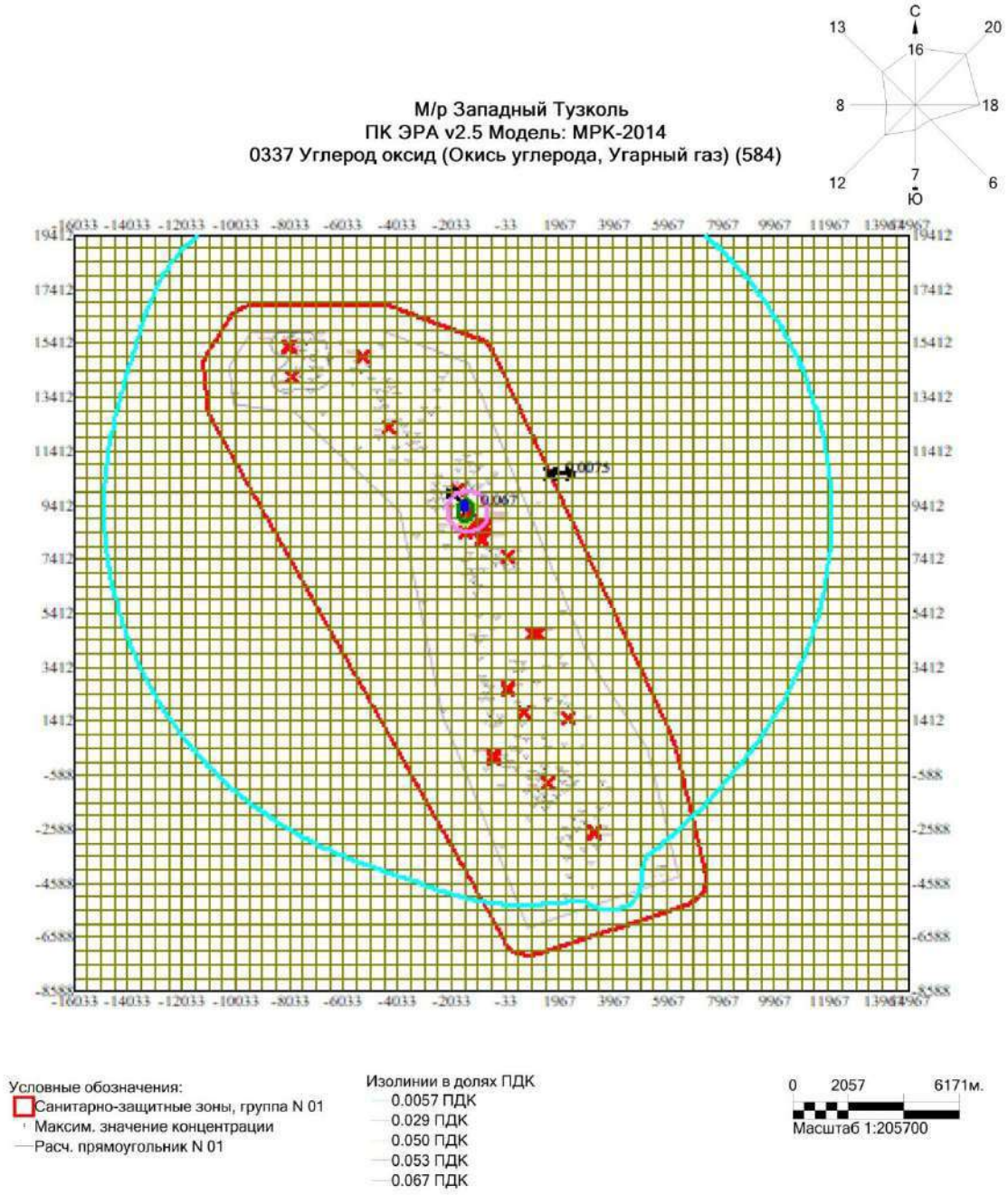
Макс концентрация 0.994002 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 9412
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 2.95 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



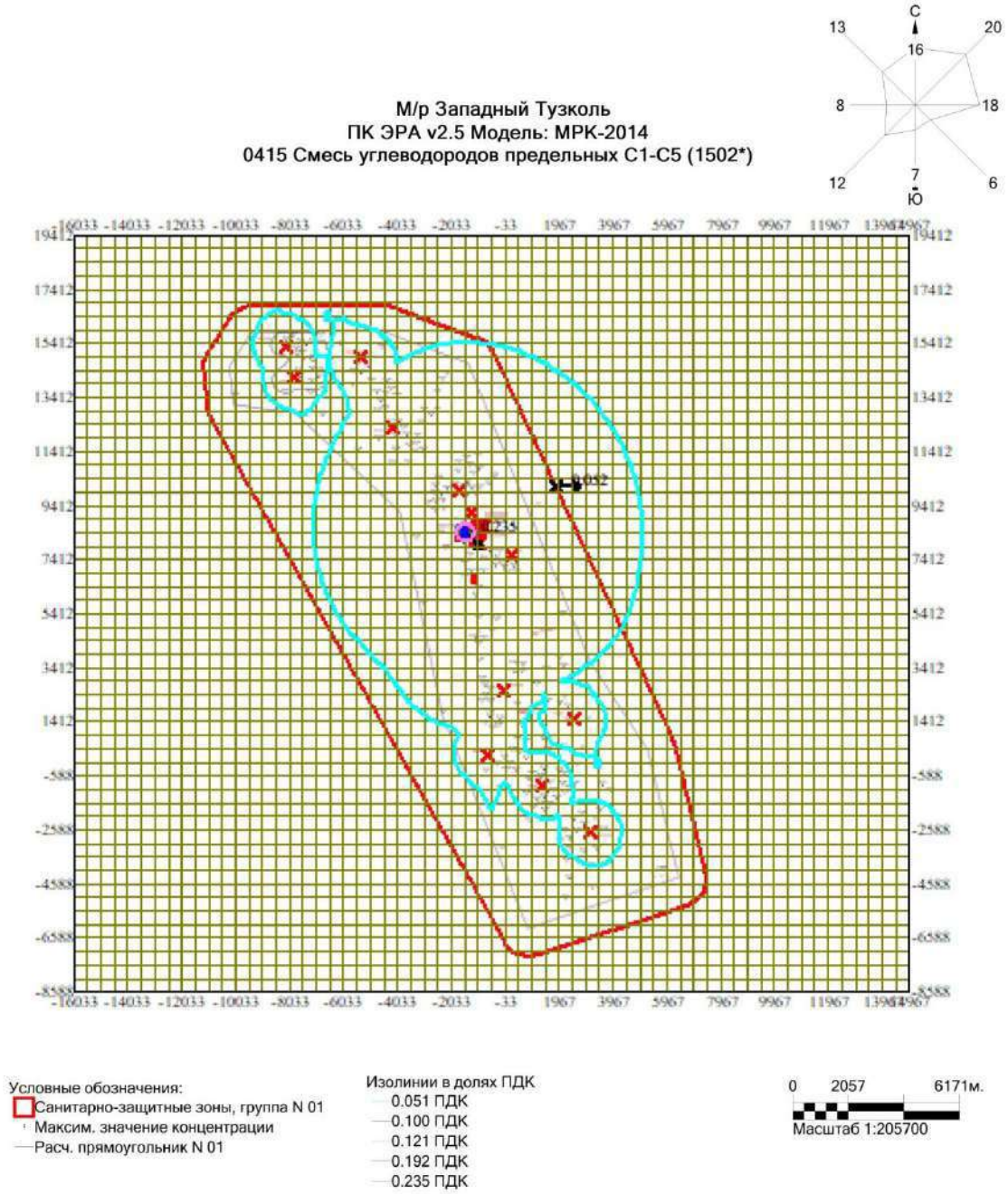
Макс концентрация 0.1574164 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 9412
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 2.95 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



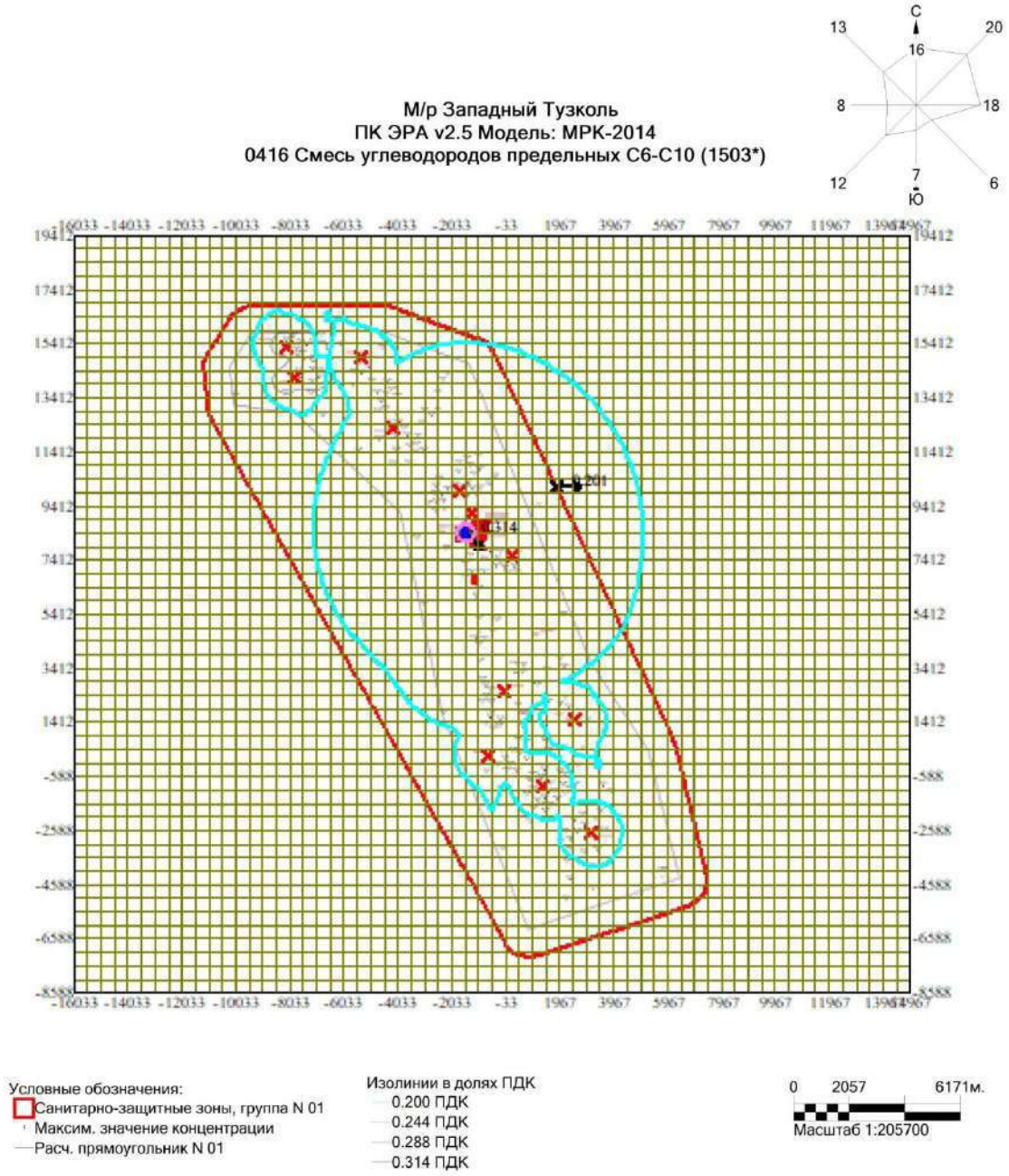
Макс концентрация 0.9374512 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



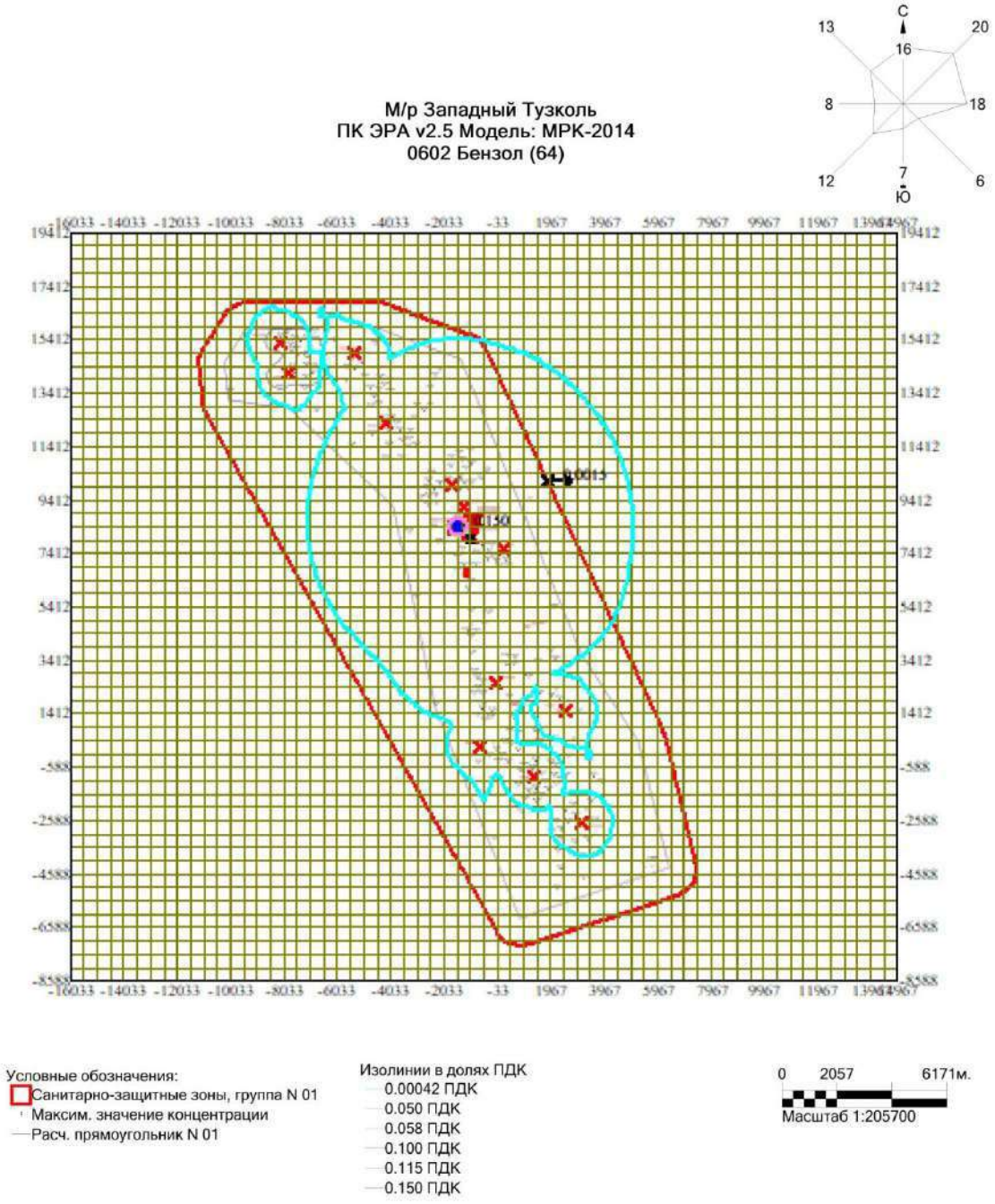
Макс концентрация 0.0674879 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 9412
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 2.95 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



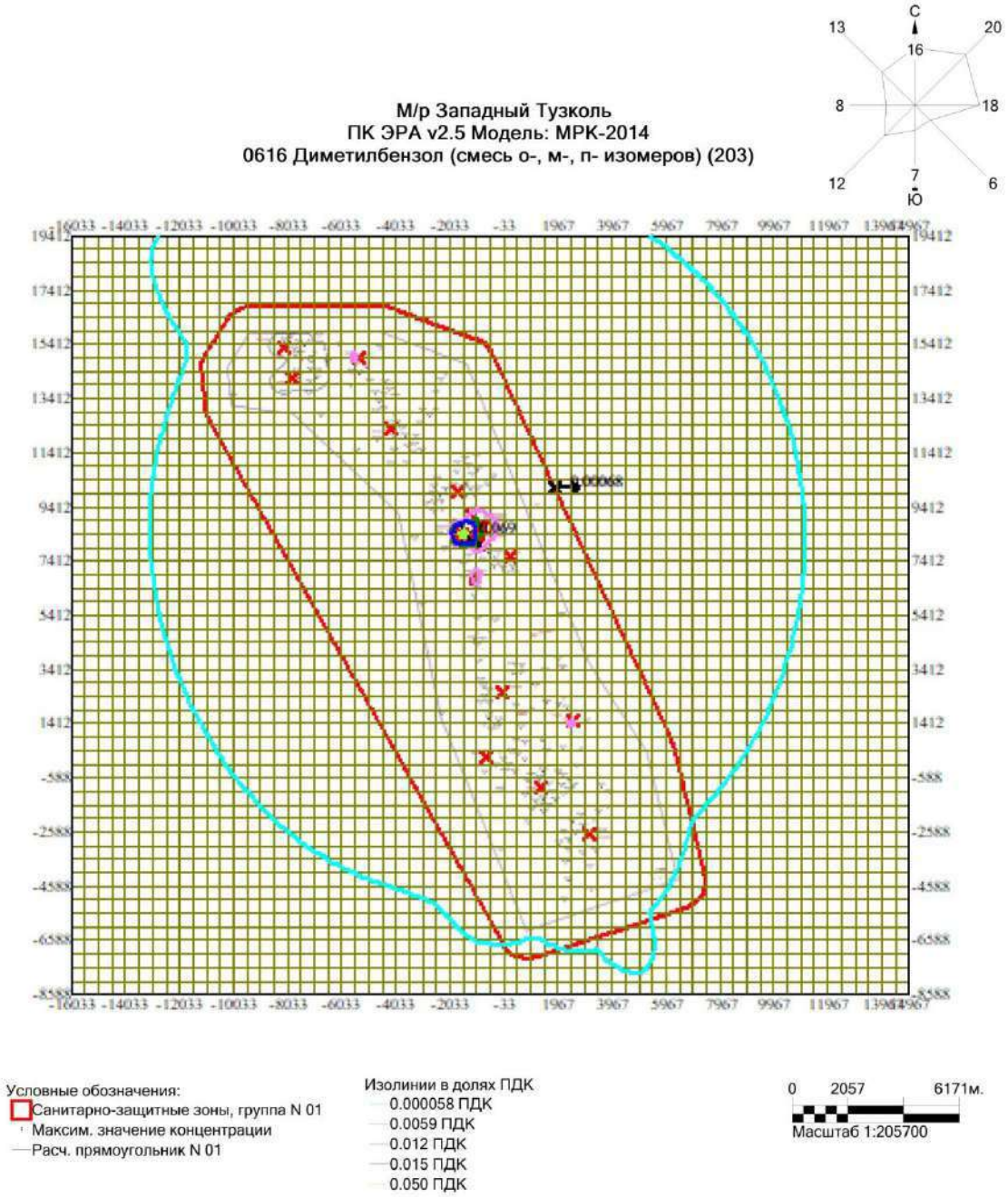
Макс концентрация 0.2352981 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



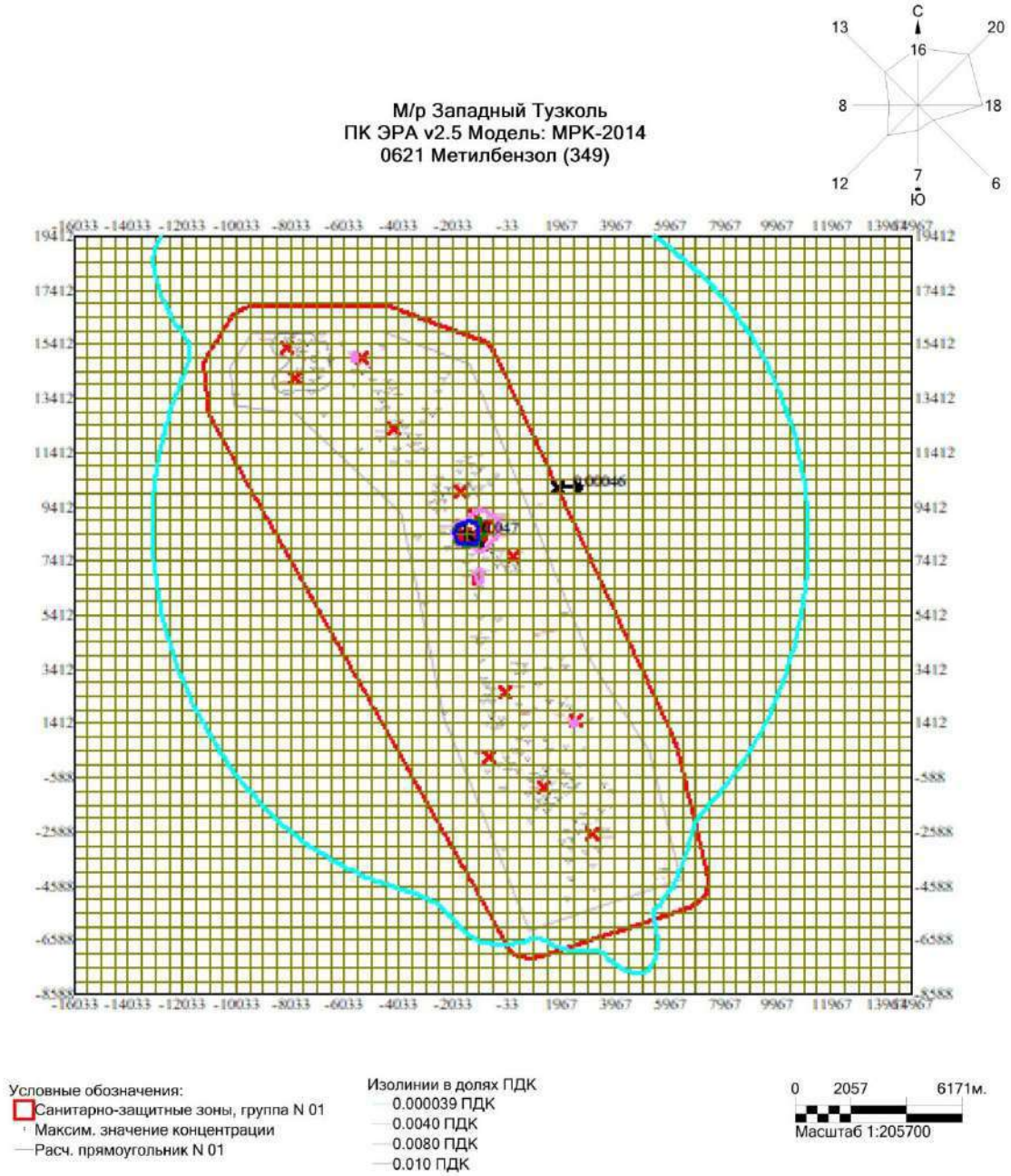
Макс концентрация 0.3142248 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



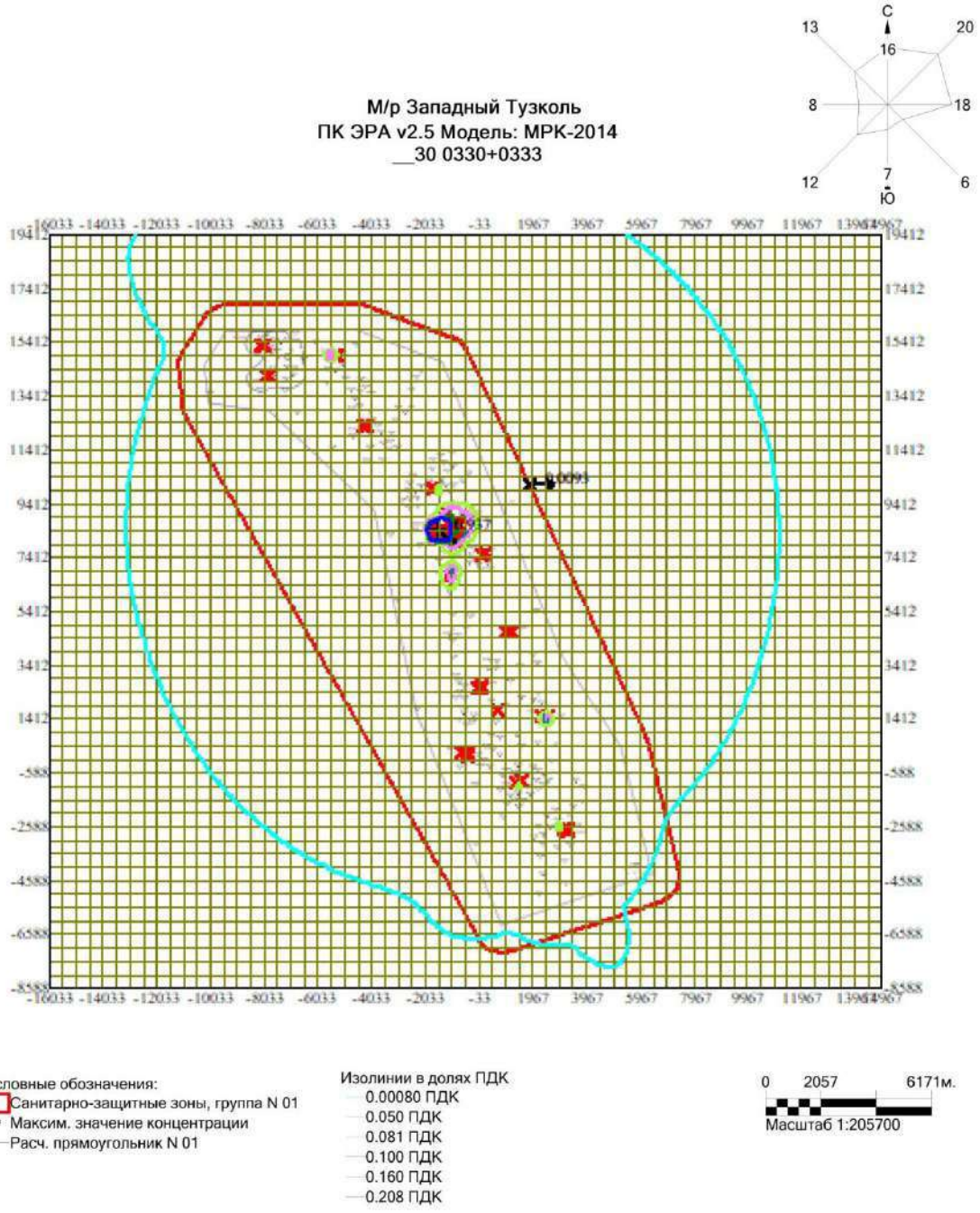
Макс концентрация 0.1499922 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



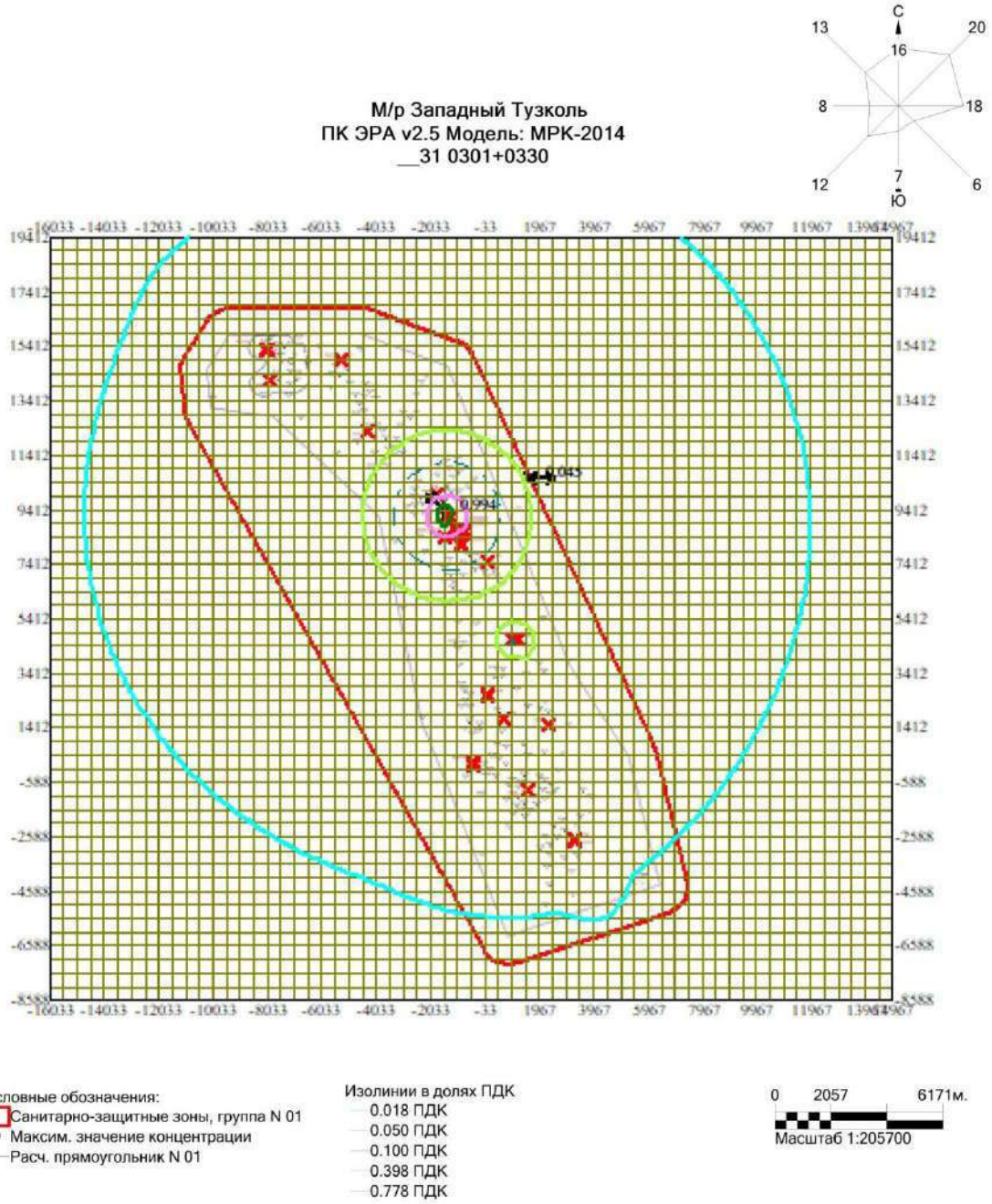
Макс концентрация 0.0692272 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



Макс концентрация 0.0471129 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



Макс концентрация 0.9374514 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 8412
При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57



Макс концентрация 0.9940049 ПДК достигается в точке x= -1533 y= 9412
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 2.95 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 31000 м, высота 28000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 63*57

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года **01079Р**

Выдана **Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **-**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**

Дата перевода в электронный формат: **21.10.2021**

Ф.И.О. подписавшего: **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) -

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Это копия «Электронды құжат» [illegible] 7 заңының 5 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Ф.И.О. подписавшего: **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Приложение № _____
к Контракту № 1057 от 11.12.2002 г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка, добыча
(вид недропользования)

от 08 января 2018 г. Рег. № 312 Д-УВС

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «SSM-Oil» и Товариществу с ограниченной ответственностью «Колжан» для осуществления операций по недропользованию на месторождении «Западный Тузколь» в пределах блоков XXX-39 D(частично), E(частично); XXXI-39 A(частично), B(частично) на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан протокол № 29 от 08.11.2005 года.

Горный отвод расположен в Кызылординской области.
Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 12.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45°	48′	33,50″	65°	31′	07,73″
2	45°	49′	19,05″	65°	31′	01,25″
3	45°	50′	00″	65°	31′	39,42″
4	45°	50′	00″	65°	35′	22,81″
5	45°	49′	19,24″	65°	37′	52,05″
6	45°	43′	19,79″	65°	41′	13,11″
7	45°	41′	31,44″	65°	42′	50,33″
8	45°	38′	57,53″	65°	43′	40,11″
9	45°	37′	59,22″	65°	39′	18,52″
10	45°	42′	16,99″	65°	36′	57,84″
11	45°	46′	21,76″	65°	35′	50,50″
12	45°	48′	22,72″	65°	32′	52,55″

Площадь горного отвода – 136, 15 (сто тридцать шесть целых пятнадцать сотых) км².
Глубина разработки – минус 1400 м.

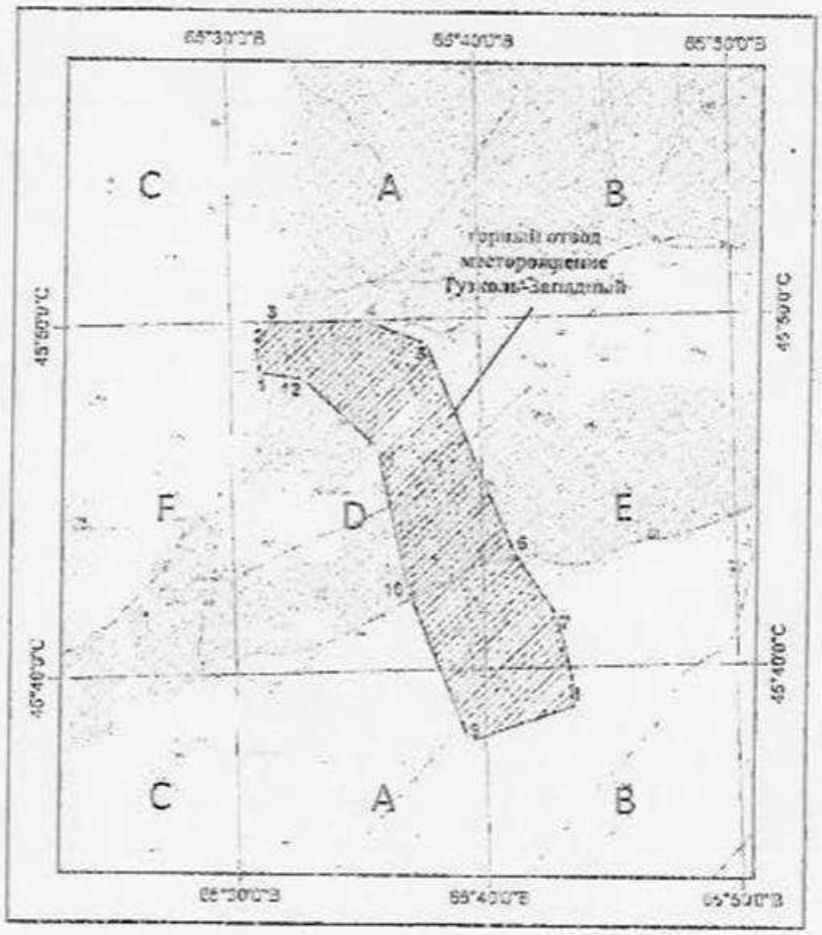
Председатель А. Надырбаев

г. Астана,
январь, 2018 г.

Приложение № _____
к горному отводу
по Контракту № 1057 от 11.12.2002г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
разведка, добыча
(вид недропользования)

от 08 января 2018 г. Рег. № 312 Д-УВС

Картограмма
расположения горного отвода месторождения Тузколь Западный
в пределах блоков XXX-39D(частично),E(частично); XXXI-39A(частично), B(частично)
Масштаб 1: 300 000



Площадь горного отвода месторождения Тузколь Западный

Автомобильные дороги

г.Астана
январь, 2018 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Нысанның БҚСЖ бойынша коды *Код формы по ОКУД* _____ *КҰЖЖ бойынша ұйым коды* *Код организации по ОКПО* _____	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі *Министерство здравоохранения Республики Казахстан*	
Мемлекеттік органының атауы *Наименование государственного органа* *"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Қызылорда облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі* *Республиканское государственное учреждение " Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Кызылординской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"*	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ KZ96VBZ00052935
Дата: 18.04.2024 ж. (г.)

1.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)
Проект установления предварительной (расчетной) санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для объектов контрактной территории №4671 ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) ***Заявление от 08.04.2024 11:28:54 № KZ21RLS00141086***

өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күні, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата,номер)

2.Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) ***Товарищество с ограниченной ответственностью " ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ",*** .

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы (тиесілігі), объектінің мекенжайы/ орналасқан орны, телефоны, басшысының тегі, аты, әкесінің аты
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (сфера, вид деятельности, месторасположение, адрес) ***Добыча сырой нефти и попутного газа***

4.Жобалар, материалдар әзірленді (дайындалды) (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ***ТОО «Орда-ЭкоМониторинг»***

5.Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) ***Заявление, проект установления предварительной (расчетной) санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для объектов контрактной территории №4671 ТОО « ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»***

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) -

7.Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организации (если имеются) -
Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8.Сараптама жүргізілетін объектінің толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Проект установления санитарно-защитной зоны (СЗЗ) в атмосферу разработан для месторождения

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Западный Тузколь контрактной территории №4671 ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ», находящейся на месторождении Западный Тузколь, расположенного на территории Сырдарьинского района, Кызылординской области, с целью установления предварительной (расчетной) размера санитарно-защитной зоны.

Целью данной работы является установление фактических размеров санитарно- защитной зоны для контрактной территории №4671 с учетом всех возможных источников воздействия на окружающую природную среду и здоровье человека.Месторождение Западный Тузколь находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности.

Месторождение Западный Тузколь находится на стадии завершения этапа пробной эксплуатации. Пробная эксплуатация проводилась в соответствии с проектными документами "Проект пробной эксплуатации месторождения Западный Тузколь" (утвержден КГиН МИР РК письмо №313 от 05.012012г.). Дополнение к проекту пробной эксплуатации" (утвержден КГиН МИР РК письмо №27-5-2774-и от 25.12.2015г).

Водоснабжение городка Западный Тузколь - В городке ЗТК имеется водяная скважина. По расширению вахтового посёлка установлен в 2018 году блок подготовки воды, и на территории БПВ под землей расположены резервуар 50 м3 исходящий воды (солевая вода) и резервуар 50 м3 для чистой воды (после фильтраций). Ещё имеется резервная ёмкость 14м3 для привозной /питьевой воды.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение и теплоснабжение обеспечивается от ГТУ-5,5 МВт каждая турбина (3 ед.), также на резервными автономными электростанциями, работающими на дизтопливе. С конца 2019 года введена в эксплуатацию газотурбинные установки МВт каждая турбина (3ед.), который является основным источником электроснабжения на м/р Западный Тузколь.

Дорожная сеть месторождений представлена межпромысловыми песчаногравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в весеннеосенний период. Район относится к пустынным и полупустынным зонам Центрального Казахстана.

Наименование предприятия: ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

Юридический адрес: РК, г. Кызылорда, ул. Д. Конаева, Строение, 4.

Вид деятельности: добыча нефти и газа.

Наименование объекта: нефтедобывающая контрактная территория №4671

Месторождение разрабатывается компаниями ТОО «SSM-Ойл» и ТОО «Кольжан», имеющими Контракт №4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 года, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности.

В административном отношении месторождение Западный Тузколь расположено в Сырдарийнском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: областной центр г. Кызылорда (к югу 110 км), ж.д. станция Теренозек (к юго-западу 100 км), ж.д. станция Жалагаш (150 км) и ж.д. станция Жосалы (к западу 210 км).

Контрактная территория № 4671 до 2020 года проходила этап пробной эксплуатации. В период пробной эксплуатации добыча углеводородного сырья и попутного нефтяного газа осуществлялось отдельно по скважинам. При этом максимальная нагрузка на оборудования в период пробной эксплуатации не стабильная, колеблется в широких пределах, что связано с рядом факторов производственным процессом добычи углеводородного сырья.

В настоящее время КТ 4671 не перешла на промышленную эксплуатацию, находится на переходном периоде между разведкой и добычей. С переходом разработки месторождения на промышленный этап эксплуатации меняется система сбора нефти и газа. В этой связи меняется и комплектация технологического оборудования и нагрузки на оборудования. Поэтому фактические нагрузки этапов пробной и промышленной разработки месторождения разные.

В северном направлении от месторождения на расположен нефтепромысел Кумколь, который имеет развитую инфраструктуру с производственными базами и объектами подготовки и сдачи нефти. Учитывая существующий межпромысловый трубопровод Западный Тузколь - Кумколь, есть возможность выхода на экспортный маршрут через нефтепровод Кумколь - Каркоян - Атасу - Алашанькоу.

Нефтяное месторождение Западный Тузколь открыто в 2010 году. Начальные запасы нефти составляет 1.1 млн. тонн.

Климат района расположения месторождения Западный Тузколь резко континентальный, сухой с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Среднегодовое количество осадков не превышает 150-200 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15оС (до -40оС), летом +27оС (до +42оС).

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

расположения предприятия отсутствуют.
Технологическая схема сбора нефти и газа на месторождении Западный Тузколь осуществляется по следующей схеме: пласт - скважина - выкидные линии - замерная установка (ЗУ) - групповая установка (ГУ) и пункт сбора нефти (ПСН) - транспортировка по трубопроводу на ЦППН месторождения Кумколь.
В пункте сбора нефти (ПСН) производится разделение нефти, воды и газа, подготовка нефти до товарного качества.
Для транспортировки нефти с целью дальнейшей сдачи в магистральный трубопровод построен 10" нефтепровод от м/р Западный Тузколь до м/р Кумколь.
К источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: факельная установка для сжигания избыточного сырого газа, ГТУ, дымовые трубы печей подогрева нефти, горловины резервуаров хранения нефти, дымовые трубы дизельэлектростанций, дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.
В пункте сбора нефти (ПСН) производится разделение нефти, воды и газа, подготовка нефти до товарного качества.
Основным потребителем попутного нефтяного газа являются печи подогрева нефти на площадках ГУ, ППН и на скважин СП и инсинераторы на полигоне. Показатели добычи газа месторождения Западный Тузколь на 2024 год рассчитаны в соответствии с методикой расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций.
Объемы технологически неизбежного сжигания газа на м/р Западный Тузколь на 2024 годы приведены в балансе газа. табл. 2.1 приведен баланс газа согласно Программы развития переработки сырого газа месторождения Западный Тузколь по к/т № 4671 ТОО "ТузкольМунайгаз Оперейтинг" на 2024 год.
Использование газа на собственные технологические нужды промысла
месторождения Западный Тузколь включает в себя следующие основные объекты:
- печи подогрева нефти на спутниках;
- печи подогрева нефти на групповой установке (ГУ);
- печи подогрева нефти на площадке сбора и подготовки нефти (ППН);
- ТДУ2000ОС, ТДУ2000ЖДТ и инсинератор, для утилизации отходов производства и потребления на Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов.
Передвижные источники загрязнения атмосферы на балансе ТОО «ТузкольМунайГаз ОПЕРЕЙТИНГ» нет.
Климат района расположения месторождения Западный Тузколь резко континентальный, сухой с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Среднегодовое количество осадков не превышает 150-200 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15оС (до -40оС), летом +27оС (до +42оС).
Район относится к пустынной и полупустынной зонам. Для района характерны сильные ветры: летом - западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.
Температурный режим. На территории месторождения лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца-июля колеблется от 26,8 до 27,6оС (табл. 3.1), средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42оС (табл. 3.2). Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16оС. Зимой температуры имеют отрицательные значения, средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,7 до - 13,8°С (табл.3.1), а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от -27 до -29°С (табл. 3.3). Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76оС, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°С.
В 2024 году на месторождении КТ 4671 с включением источников при капитальном ремонте скважин насчитывается всего 129 источников выбросов, из них 76 организованных источников загрязнения атмосферы и 53 неорганизованных источников загрязнения атмосферы (из них 42 источников ЗРА и ФС не нормируется). К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: факельная установка для сжигания избыточного сырого газа, дымовые трубы печей подогрева нефти, горловины резервуаров хранения нефти, выхлопные трубы дизельэлектростанций, трубы газотурбинной установки, дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.
К неорганизованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: дренажная емкость, карта временного складирования нефтяных шламов, карта временного складирования отработанного бурового шлама, емкость хранения для дизельного топлива, накопитель для смещения продуктов на переработку, карта для хранения отожженного шлама и грунта, зона выгрузки отожженного шлама и грунта, площадка резервного грунта.
В качестве топлива на печах, ГТУ используется попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении Западный Тузколь, Северный Кетеказган и Тузколь. Источники ГТУ находятся на месторождении Западный Тузколь КТ4671.
За счет герметизации неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений в

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz портальында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

атмосферу исключается выделение углеводородов и не подлежит нормированию.
Расчет концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы для нормирования величин выбросов в атмосферу осуществлен программным комплексом "ЭРА" v.3.0.
Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций См, создаваемых выбросами на границе санитарно- защитной зоны 1000 м.
Селитебная зона вблизи территории месторождения отсутствует. Ближайшими населенными пунктами являются: г. Кызылорда (к югу 90 км), ж.д. станция Теренозек (к юго-западу 85 км) и ж.д. станция Жосалы (к западу 125 км), постов наблюдения за загрязнением атмосферы в районе расположения контрактной территории №4671 нет, поэтому критерием качества атмосферного воздуха служит выполнение неравенства См 1 на границе СЗЗ.
Наряду с загрязнением воздуха, шум так же является фактором воздействия на человека. Уровень шума измеряется в децибелах (дБА).
Снижения звукового давления на производственном участке может быть достигнуто при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок.
К мероприятиям такого характера относятся:
- оптимизация и регулирование транспортных потоков;
- уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности;
- создание дорожных обходов;
- оптимизация работы и др.
- на источниках шума конструктивными и административными методами (применение малошумных агрегатов, а также регламентация времени их работы);
- на пути распространения шума от источника до объектов шумозащиты архитектурно-планировочными и инженерно-строительными методами и средствами;
- на объекте, защищаемом от шума, конструктивно-строительными мероприятиями, обеспечивающими повышение звукоизолирующих качеств ограждающих конструкций, зданий и сооружений, рациональной внутренней планировкой зданий.
Нормативы допустимого шумового воздействия будут установлены таким образом, чтобы уровень шума на границе санитарно-защитной зоны объекта соответствовал принятым санитарно-гигиеническим требованиям безопасности.
Проведенные акустические расчеты показали, что уровень акустического воздействия от объекта, не превышает ПДУ.
Самая ближайшая жилая зона г. Кызылорда находится в 180 км. Влияние уровня звукового давления на жилые зоны не предусматривается.
На территории месторождения Западный Тузколь контрактной территории №4671 ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.
Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Проживание рабочего персонала предусмотрено на существующем вахтовом поселке предприятия. Источником водоснабжения предусмотрено из артезианских скважин. Питьевая вода привозная бутилированная.
Объем водопотребления в период строительства и эксплуатации составляет - 19883,608 м3/период, водоотведения - 7000 м3/период. Хоз-бытовые сточные воды вывозятся на биологические пруды м/р Западный Тузколь.
Водотведение - объединенная для хозяйственно-бытовых и производственных стоков. От объектов вахтового поселка стоки самотеком сливаются в КНС заводского изготовления, с двумя насосами производительностью 15м3/час, напором 17м, мощностью 3,8 кВт. На безнапорной сети предусмотрен отключающий сухой колодец перед КНС. КНС отводит стоки на очистку в биологические пруды расположенные на м/р Западный Тузколь.
Участок биопруда находится на расстоянии 300-350 метров западнее от территории вахтового поселка. Проектируемый объект находится за территорией водоохраной зоны и полосы. Самый ближайший водный источник река Сырдария.
В процессе производственной деятельности образуются определенное количество отходов производства и потребления, которые могут оказывать негативное влияние на компоненты природной среды: воздушную и водную среду, почвенный покров. Все отходы производства и потребления по мере их образования вывозятся на собственный «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь» (далее - Участок) ТОО ТМГО.
Виды образующихся отходов на объектах ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»
Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата,
количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека.
Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

технологических процессов и выполняемых производственных операций.
Технология переработки отходов на термодеструкционной установках Фактор 2000-ОС, Фактор2000-ЖДТ и на инсинераторе Brener - 1000 позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью.
Большая часть образованных отходов обезвреживается на Участке на установках Фактор 2000-ОС, Фактор 2000-ЖДТ и инсинераторе Brener-1000 в результате чего образуется отожженный/обезвреженный грунт, состоящий на 58,1% из остатков бурового шлама, на 18,8% - из остатков замазученного грунта, на 16,2% из остатков нефтешлама, на 6,9% - из остатков ТБО.
Этот продукт временно складируется на картах для отожженного грунта и используется на заполнение наземных выработок при рекультивации карьеров и на строительство дорог.
На ТДУ Фактор 2000-ОС и Фактор ТДУ2000-ЖДТ поступают буровые шламы, нефтешламы, замазученные грунты, шлам при проведении интенсификации притока нефти, отработанное масло, промасленная ветошь, отработанные буровые растворы.
Буровые сточные воды поступают в карту производственных сточных вод, далее после отстаивания используется повторно.
ТБО обезвреживаются на Инсинераторе «Brener 1000», по мере поступления на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» ТМГО.
Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования объектов намечаемой деятельности на состояние атмосферного воздуха, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, разрабатываться целый комплекс планировочных и технологических мероприятий.
Технологические мероприятия включают:
- проведение работ по пылеподавлению на территории строительной площадки;
- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов и оборудования обеспечивающих надежность эксплуатации;
- проведение испытаний вновь монтируемых систем и оборудования на герметичность;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками оборудования;
- ежемесячная регулировка двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов;
- запрет на сжигание горючих отходов и мусора вне специализированных установок;
- использование оборудования и машин, двигатели которых оборудованы системой очистки дымовых газов (оснащены каталитическими нейтрализаторами выхлопных газов);
- гидропылеподавление в сухой и теплый период на межплощадочных автодорогах, открытых рабочих площадках основного и вспомогательного производства;
- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории СМР, разработка оптимальных схем движения;
- строительный транспорт и машины должны быть в исправном рабочем состоянии;
- двигатели транспортного средства должны быть выключены, когда транспорт и техника не используются;
- любое транспортное средство с открытым кузовом, используемое для транспортировки и потенциально пылящее, должно иметь соответствующие боковые приспособления и задний борт.
При соблюдении природоохранных мероприятий значительного воздействия на атмосферный воздух не предвидится.
По санитарным требованиям «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 г. №ҚР ДСМ-2 объекты производства по переработке нефти Попутного нефтяного и природного газа относятся к I классу опасности с санитарно-защитной зоной (СЗЗ) не менее 1000 метров.Предварительный (расчетный) размер СЗЗ устанавливается 1000 метров.
Самые ближайшие жилые зоны находятся на расстоянии от источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух:
Направление
С
СВ
В
ЮВ
Ю

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ЮЗ
З
СЗ
по румбам
Расстояние в
173
210
650
180
115
105
238
236
километрах
пос.Косколь
пос.Байконур
пос.Сарыагаш
г.Кызылорда
пос.Караозек
пос.Кызылтам
пос.Камыстыбас
пос.Токабай

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Анализ расчета приземных концентраций, выполненный программным комплексом ЭРА, версия 3.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск.

При проектировании благоустройства территории следует предусматривать сохранение существующих зеленых насаждений.

СЗЗ для объектов IV и V классов опасности максимальное озеленение предусматривает - не менее 60 процентов (далее - %) площади, СЗЗ для объектов II и III классов опасности - не менее 50 % площади, СЗЗ для объектов I класса опасности - не менее 40 % площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

Фильтрующие посадки целесообразно осуществлять за границами пром. площадки с южной и юго-западной стороны (по принципу наибольшей близости к границам жилой застройки).

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

На месторождении Западный Тузколь контрактной территории №4671 ежегодно планируют посадку деревьев сорта ивы и карагача (вязь) в количестве 10 штук. Данные сорта деревьев в отличие от других, легко приживаются в южном климате.

План-график выполнения мероприятий по организации, благоустройству и озеленению территории и границы СЗЗ

N п/п
Наименование мероприятия
Срок исполнения
Ответственный
Сбор и вывоз отходов
Еженедельно
Начальник участка
1.
производства и потребления для
утилизации и вторичного
использования на договорной
основе
2.
Очистка производственной
Еженедельно
Начальник участка

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

территории от мусора
3.
Обязательный полив зеленых
В теплый период
Начальник участка
насаждений
времени
Озеленение территории
04.2023 г.
Начальник участка
4.
Озеленение границ СЗЗ
05.2023 г.
Начальник участка
5.
Контроль на границе СЗЗ
ежеквартально
Эколог
Проведена оценка риска, представлена программа производственного контроля.
В проекте представлены: схема размещения источников выбросов и загрязнения атмосферного воздуха; схема размещения источников шума, вибрации, ЭМП и других физических факторов и зоны их воздействия;
схема по установлению границы СЗЗ;
схема планировочной организации СЗЗ;
план благоустройства и озеленения СЗЗ;
схема размещения постов производственного контроля.

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын объектінің сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) -

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)
-

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	-	-	-
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)	-	-	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)	-	-	-
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)	-	-	-

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

Проект установления предварительной (расчетной) санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для объектов контрактной территории №4671 ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно- эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
"Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай
сай (соответствует)

Ұсыныстар (Предложения):
В соответствии с пунктом 9 главы 2 СП "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, разработать проект на установленную (окончательную) СЗЗ, определяемую на основании проекта, с результатами годичного цикла натурных исследований и измерений для подтверждения расчетных параметров и получить санитарно-эпидемиологическое заключение на установленную (окончательную) СЗЗ.
(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.
На основании Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Қызылорда облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі
Қызылорда Қ.Ә., көшесі Хасан Бектұрғанов, № 10А үй
Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)
Республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Кызылординской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"
Кызылорда Г.А., улица Хасан Бектурганов, дом № 10А
(Главный государственный санитарный врач (заместитель))
Жанабергенова Динара Олжабаевна
тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.