

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка воздействия на атмосферный воздух газоперекачивающих агрегатов

УДК 502.3:504.5-047.43:622.691.4.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1E42	Федорова Елизавета Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Николаенко Валентин Сергеевич			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Екатерина Владимировна	К.Х.Н.		

Томск – 2018 г.

Результаты освоения образовательной программы по направлению 20.03.01 Техносферная безопасность

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки		
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы, применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, 2, ОПК-2). CDIO Syllabus (2.4, 4.1, 4.2.7, 4.7). Критерий 5 АИОР (п. 2.12)
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информационных технологий в развитии современного общества и для ведения практической инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-1). CDIO Syllabus (3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.5)
P3	Способность эффективно работать самостоятельно, в качестве члена и руководителя интернационального коллектива при решении междисциплинарных инженерных задач с осознанием необходимости интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, 5, 6, 7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-5, ПК-8). CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 3.1, 3.3, 4.2), Критерий 5 АИОР (п. 2.9, 2.12, 2.14)
P4	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, ОПК-4). CDIO Syllabus (3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.11)
P5	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования с целью выбора и оптимизации устройств, систем и методов защиты человека и природной среды от опасностей.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-1, ПК-5). CDIO Syllabus (1.1, 2.1). Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8)
Профиль		
P6	Уметь выбирать, применять, оптимизировать и обслуживать современные системы обеспечения техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов	Требования ФГОС ВО (ОПК-5, ПК-5, ПК-6, ПК-7). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2, 2.4, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8), требованиями проф. стандарта 40.056 Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P7	Уметь организовать деятельность по обеспечению техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателя, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов	Требования ФГОС ВО (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ОПК-3, 4, 5). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5, 3.1) Критерий 5 АИОР (п. 2.6, 2.12), требованиями проф. стандарта 40.056 Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P8	Уметь оценивать механизм, характер и риск воздействия техносферных опасностей на человека и природную среду	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-16, ПК-17). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8), требованиями проф. стандартов 40.056 «Специалист по противопожарной профилактике», 40.054 «Специалист в области охраны труда»
P9	Применять методы и средства мониторинга техносферных опасностей с составлением прогноза возможного развития ситуации	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-14, ПК-15, ПК-17, ПК-18). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8)

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение контроля и диагностики
 Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2018 г.	Поиск основной литературы для написания работы	20
26.03.2018 г.	Сбор информации и материалов по данной теме	10
09.04.2018 г.	Написание теоретической части ВКР	15
23.04.2018 г.	Выполнение расчётной части ВКР	15
07.05.2018 г.	Анализ и обсуждение результатов	10
21.05.2018 г.	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
04.06.2018 г.	Оформление и представление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Алексеев Николай Архипович			05.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Екатерина Владимировна	к.х.н.		05.02.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность
 Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 20.03.01 Техносферная
 безопасность
 _____ Е.В. Ларионова
 05.02.2018 г.

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
1Е42	Федоровой Елизавете Владимировне

Тема работы:

Оценка воздействия на атмосферный воздух газоперекачивающих агрегатов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.01.2018 г. 429/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Данные газотранспортного предприятия о режиме работы газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции “Омская”, сведения о технологической нагрузке агрегатов. Данные производственной и преддипломной практик.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>1. Аналитический обзор литературных источников по исследуемой теме. 2. Изучение стандартов организации по ГТУ 3. Расчёты массовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ГПА, определение удельных показателей выбросов. 4. Анализ результатов исследований</i>
Перечень графического материала	<i>Таблицы, рисунки</i>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Мезенцева Ирина Леонидовна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Николаенко Валентин Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Алексеев Николай Архипович			05.02.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е42	Федорова Елизавета Владимировна		05.02.2018 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
1E42	Федоровой Елизавете Владимировне

Школа	ИШНКБ	Отделение	Контроля и диагностики
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рассматривается объект магистрального газопровода – компрессорная станция, где проводится персоналом обслуживание и ремонт газоперекачивающих агрегатов. При ремонте ГПА используются подъёмные механизмы, дополнительное оборудование и инструменты. ГПА опасны наличием в них природного газа, перекачиваемого нагнетателем под большим давлением топливного газа, обеспечивающего работу ГТУ и большого количества турбинного масла в маслоагрегатах двигателя и нагнетателя.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

Работа обслуживающего персонала ГПА непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что может привести к снижению производительности труда. К таким факторам можно отнести:

- 1. Повышенный уровень шума на рабочем месте;*
- 2. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны;*
- 3. Повышенный уровень вибрации;*
- 4. Недостаточная освещённость рабочей зоны;*
- 5. Наличие значительного количества пожароопасных веществ.*

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

На участке компрессорного цеха возможны опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним могут привести:

- 1. Движущиеся машины и механизмы, грузоподъёмные устройства в компрессорном цехе;*
- 2. Пожароопасность (в том числе наличие источников зажигания – горячие поверхности двигателя, электрооборудование);*

	<p>3. Давление (разрушение аппарата, работающего под повышенным давлением);</p> <p>4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи;</p> <p>5. Повышенный уровень статического электричества.</p>
2. Экологическая безопасность:	<p>При работе газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние атмосферного воздуха. Привести анализ воздействий на окружающую среду и методы восстановления их целостности.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>На участке деятельности наиболее возможно возникновение ЧС техногенного характера.</p> <p>Наиболее типичные ЧС на КС – утечка газа, пожары и взрывы.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства. Обязанности работодателя и права работников.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е42	Федорова Елизавета Владимировна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 1Е42	ФИО Федоровой Елизавете Владимировне
----------------	---

Школа	ИШНКБ	Отделение	Контроля и диагностики
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов выпускной квалификационной работы (ВКР)	<i>Финансовые ресурсы – 41001,53 руб. Человеческие ресурсы – 2 чел.</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчёт трудоёмкости этапов	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Определение структуры работ в рамках научного исследования;</i> 2. <i>Определение трудоёмкости выполнения работ;</i> 3. <i>Разработка графика проведения научного исследования;</i> 4. <i>Расчёт бюджета ВКР.</i>
-------------------------------	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Николаенко Валентин Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е42	Федорова Елизавета Владимировна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 5 рисунков, 24 таблицы, 48 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, центробежные нагнетатели, выбросы ГПА, газотурбинная установка.

Объектом исследования является: газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01 с газотурбинным двигателем на КС «Омская» Омского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Цель данной работы: оценка загрязнения атмосферы при эксплуатации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

В процессе проведения исследований изучены стандарты организации в отношении нормирования массовых выбросов вредных веществ от газотурбинных установок и определения удельных выделений компонент дымовых газов на единицу топливного газа и на единицу работы.

В результате исследования проведены расчёты удельных и валовых выбросов загрязняющих веществ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики:

- 1) Область применения: природоохранная деятельность предприятия, мероприятия по снижению выбросов.
- 2) Значимость работы: полученные результаты исследований могут явиться основой для разработки нормативов предельно допустимых выбросов для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

МГ – магистральный газопровод;

КС – компрессорная станция;

ГРС – газораспределительная станция;

ЦБН – центробежные нагнетатели;

ГКС – головная компрессорная станция;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ПХГ – подземные хранилища газа;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГТУ – газотурбинная установка;

КНД – камера низкого давления;

КВД – камера высокого давления;

ТВД – турбина высокого давления;

ТНД – турбина низкого давления;

ЗВ – загрязняющее вещество.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	9
Определения, обозначения, сокращения	10
Введение.....	13
1. Обзор литературы	14
1.1. Виды компрессорных станций	14
1.2. Состав, основные узлы КС	16
1.3. Виды ГПА, используемых в ООО «Газпром трансгаз Томск».....	18
1.4. Омская КС	19
1.4.1. Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01.....	19
1.4.2. Устройство и работа ГПА-10-01	21
1.4.3. Принцип работы нагнетателя Н-235-24-1	22
2. Определение выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации ГПА	24
2.1. Расчёт удельных выбросов ЗВ газотурбинных ГПА	24
2.2. Расчёт удельных выбросов ЗВ от свечей дегазаторов ГПА.....	32
2.3. Расчёт удельных выбросов ЗВ из маслобаков газотурбинных ГПА.....	34
2.4. Расчёт удельных выбросов стравливаемого газа при остановке ГПА.....	37
Результаты.....	41
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	43
3.1. Планирование научно-исследовательских работ	43
3.2. Структура работ в рамках научного исследования.....	43
3.3. Определение трудоёмкости выполнения работ.....	44
3.4. Разработка графика проведения научного исследования.....	47
3.5. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	51
3.6. Расчёт материальных затрат НТИ.....	51
3.7. Основная заработная плата исполнителей темы	51
3.8. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	53
3.9. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	54
3.10. Накладные расходы.....	54
3.11. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта....	55
4. Социальная ответственность	56
4.1. Производственная безопасность	57

4.2. Экологическая безопасность	67
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	69
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
Заключение	73
Список литературы	74
Приложения	80

ВВЕДЕНИЕ

Компрессорные станции являются источниками выброса большого количества оксидов азота и углерода в атмосферный воздух. Около 98% загрязняющих веществ на КС выбрасывается при работе газоперекачивающих агрегатов. Значительное количество газа выбрасывается в атмосферный воздух через «свечу» при пусках, остановках ГПА и при продувках пылеуловителей [1].

Концентрации оксидов азота и углерода в выхлопных газах газотурбинных установок в значительной степени зависят от режимов сгорания топливного газа и технического состояния ГПА. Методика расчётов выбросов при сгорании топлива в газотурбинных установках ГПА отсутствует.

В целях оценки загрязнения атмосферы при эксплуатации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов объектом изучения выбран ГПА-10-01 с газотурбинным двигателем ДР-59Л КС «Омская».

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- изучить газоперекачивающие агрегаты, используемые в ООО «Газпром трансгаз Томск»;
- изучить стандарты организации ПАО ГАЗПРОМ относительно использования газотурбинных газоперекачивающих агрегатов;
- произвести расчёт выбросов при работе ГТУ ГПА;
- определить удельные выбросы компонент дымовых газов на единицу топливного газа и на единицу работы.

Актуальность работы заключается в необходимости нормирования выбросов от газотурбинных установок

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. ВИДЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Компрессорная станция (КС) — комплекс сооружений и оборудования для повышения давления, сжатия и очистки газа при его добыче, транспортировке и хранении [2]. КС играют ведущую роль в транспортировке газа по трубопроводу, с их помощью регулируется режим работы газопровода в случае колебаний потребления газа [3].

Компрессорные станции классифицируются по:

- назначению;
- типу установленных компрессорных машин;
- типу привода ГПА.

По **назначению** КС магистральных газопроводов бывают:

- головные (ГКС);
- линейные (промежуточные);
- дожимные (ДКС).

Головные КС размещаются возле газового месторождения. Товарный газ, пройдя через промышленную установку комплексной подготовки, очищается от механических примесей и капельной влаги, осушается, очищается от углекислого газа, сероводорода и гелия, затем поступает на ГКС [4]. Назначение ГКС: создание необходимого давления газа для его дальнейшей транспортировки по магистральному газопроводу [3]. Главной особенностью ГКС является высокая степень сжатия газа, т.е. отношение давления его нагнетания к давлению всасывания на станции, что обеспечивается последовательной работой нескольких ГПА [4].

Линейные КС размещаются, как правило, через 100-150 км [4]. Степень сжатия современных линейных КС составляет около 1,34, что соответствует давлению всасывания $P_{вх} = 5,6$ МПа и давлению нагнетания $P_{наг} = 7,5$ МПа [4].

Дожимные КС устанавливаются на ПХГ. ДКС служат для подачи газа в ПХГ из магистрального газопровода и для отбора газа из ПХГ (в периоды

дефицита – в зимний период) для последующей закачки в МГ или непосредственно потребителям [4]. На ДКС работают ряд компрессорных цехов, которые осуществляют сжатие газа по параллельно-последовательной схеме. На газовом месторождении ДКС строятся для предотвращения падения пластового давления ниже давления в газопроводе. Характерными отличиями ДКС от линейной являются: высокая степень сжатия – 2-4, улучшенная подготовка технологического газа за счёт осушителей, сепараторов, пылеуловителей [3].

Нагнетательные КС устанавливаются для обратной закачки осушенного газа при разработке газоконденсатных месторождений [5].

По типу установленных машин различают поршневые и центробежные КС. Поршневые компрессоры в настоящее время используются только на ДКС подземных хранилищ газа. Головные и линейные КС оснащают полнонапорными или неполнонапорными центробежными нагнетателями.

Пропускная способность газопровода, как правило, определяет тип привода КС и её мощность. [6]. По типу привода ГПА компрессорные станции делятся на с газотурбинным и электрическим приводом. В настоящее время газотурбинный тип имеют более 88% ГПА, а электрический – около 12% [4].

1.2. СОСТАВ, ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ КС

В состав компрессорной станции относят следующие **основные объекты**:

- узел подключения КС к магистральному трубопроводу;
- установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки;
- площадка ГПА (с оборудованием, трубопроводами и системами, обеспечивающими их работу);
- установка охлаждения газа;
- блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- технологические трубопроводы и арматура.

Помимо этого, на КС имеются вспомогательные системы и сооружения: системы производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения; система теплоснабжения; система канализации; системы молниезащиты, электроснабжения и заземления; система электрохимической защиты (ЭХЗ); системы отопления и вентиляции; система обеспечения инертными газами; система пожарной сигнализации.

К зданиям и сооружениям на КС, не задействованным к технологическому процессу транспорта газа, относятся: склады оборудования, арматуры, материалов, реагентов и метанола; пожарное депо, ремонтно-эксплуатационный блок, административные и подсобные здания и пр. [4].

Основные узлы КС:

1. Узел очистки газа;
2. Узел сжатия газа;
3. Узел воздушного охлаждения газа [2].

Узел очистки газа от твёрдых и жидких примесей способствует предотвращению загрязнения, эрозии оборудования и трубопроводов. Обычно очистка газа осуществляется в одну ступень – в пылеуловителях, вторая ступень очистки газа в фильтрах-сепараторах предусматривается на отдельных КС с

повышенной вероятностью поступления капельной влаги (на станциях ПХГ, первой по ходу газа линейной КС).

Узел сжатия газа. Компрессорный цех в общем здании состоит из двух основных помещений – машинного зала (категория Г) и зала нагнетателей (категория А), оба помещения имеют разные категории по противопожарным нормам, поэтому их отделяют непроницаемой разделительной стенкой, а нагнетатель и его привод соединяют с помощью герметичного промежуточного вала. Агрегаты мощностью 16 и 25 МВт устанавливаются в индивидуальных зданиях, ГПА мощностью 6 и 10 МВт – в общих или индивидуальных зданиях или укрытиях [4].

Узел охлаждения газа. Компримирование газа повышает температуру газа на выходе станции. Превышение температуры компримируемого газа способно привести к разрушению изоляционного покрытия трубопровода, недопустимым температурным напряжениям в стенке трубы или к снижению подачи технологического газа и увеличению энергозатрат на его сжатие [6]. Охлаждение газа осуществляется в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) [4]. При превышении температуры газа на выходе АВО 70 °С должна предусматриваться аварийная остановка КС [6].

1.3. ВИДЫ ГПА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»

ООО «Газпром трансгаз Томск» является стопроцентным дочерним предприятием ПАО «Газпром», которое работает в 14 регионах Сибири и Дальнего Востока. В составе Общества 9 КС, 1 НКС, 31 ГПА, из них 3 – газотурбинные, 28 – электроприводные [7].

Таблица 1 – Типы, количество и производительности ГПА на КС ООО «Газпром трансгаз Томск»

Наименование КС	Тип ГПА	Кол-во ГПА	Производительность ГПА(млн.м ³ /сут.)
Александровская	ЭГПА – 4,0	3	12,5
Вертикос	ЭГПА – 4,0	4	12,5
Парабель	ЭГПА – 4,0	4	12,5
Чажемто	ЭГПА – 4,0	4	12,5
Володино	ЭГПА – 4,0	4	12,5
Проскоково	ЭГПА – 4,0	3	12,5
Кожурлинская	ГПА-10-01	5	18,1
Омская	ГПА-10-01	2	18,1
Сахалин	ГПА-16М-10 «Урал»	2	16,2

Таблица 2 – Краткие характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р [8] и ГПА-16М-10 «Урал» [9]

ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	
Мощность привода на частоте вращения 8200 об/мин	4,0 МВт
Рабочее давление	56 кгс/см ²
Степень сжатия	1,26
ГПА-16М-10 «Урал»	
Номинальная мощность	16 МВт
Давление компрессора	4.4...12,5 МПа
Степень сжатия	1.23...7.4

1.4. ОМСКАЯ КС

КС «Омская» мощностью 20 МВт введена в 2008 году, обеспечивает транспортировку природного газа по магистральному газопроводу «Северные районы Тюменской области – Сургут – Омск» и далее по направлению «Омск – Новосибирск – Кузбасс».

1.5. ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ ГПА-10-01



Рисунок 1 – Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01

Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01 состоит из газотурбинного двигателя ДР-59Л судового типа и центробежного нагнетателя Н-235-24-1 [6].

Таблица 3 – Основные технические характеристики ГПА-10-01 [10]

Параметр	Значение
Номинальная мощность при температуре воздуха на входе в двигатель $t_{нв} = +15^{\circ}\text{C}$ (сохраняется $t_{нв} =$ до $+25^{\circ}\text{C}$)	10000 кВт
Камера сгорания	Трубчатокольцевая
Номинальная частота вращения ротора ЦБН	4800 об/мин
Номинальная производительность ЦБН при н.у.	$18,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$
Максимальное рабочее давление газа на выходе из ЦБН	5 4 МПа
Режим эксплуатации	При $t_{нв} = -55^{\circ}\text{C}$ до $t_{нв} = +40^{\circ}\text{C}$, относительной влажности до 100 %
Срок службы	15 лет

Состав газоперекачивающего агрегата:

- газотурбинный двигатель на раме со всеми агрегатами, системами и комплектующими изделиями, необходимыми для его работы, газоотводом и кожухом;
- рама нагнетателя с коммуникациями.
- полнонапорный (многоступенчатый) нагнетатель Н-235-24-1 [10].

Центробежный нагнетатель Н-235-24-1

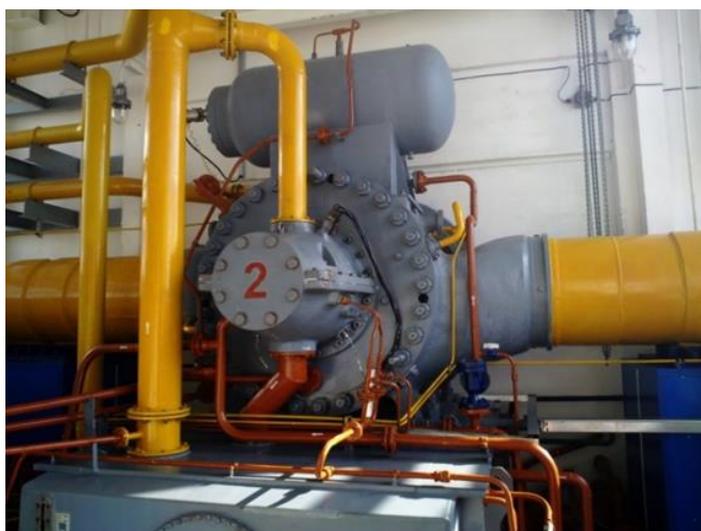


Рисунок 2 – Центробежный нагнетатель Н-235-24-1

Нагнетатели природного газа – это лопастные компрессорные машины со степенью сжатия более 1,1 и не имеющие специальных устройств для охлаждения газа в процессе его сжатия. Данный нагнетатель, типа 235, обеспечивает высокую степень сжатия: от 1,45 до 1,5. Благодаря этому их включают параллельно (коллекторная обвязка) [4].

Таблица 4 – Параметры ЦБН при номинальном режиме [11]

Параметр	Значение
Производительность объёмная при 293° К (20°С) и 760 мм рт.ст.	209,5 м ³ /с (18,1х10 ⁶ м ³ /сут)
Производительность объёмная при условиях всасывания	4,92 м ³ /с (295,0 м ³ /мин)

Параметр	Значение
Давление газа конечное, абсолютное, при выходе из нагнетательного патрубка	5,48 МПа (56 кгс/см ²)
Мощность потребляемая (на муфте турбины)	9000 кВт
Температура газа при выходе из нагнетательного патрубка	319°К (46°С)

Параметры, указанные в таблице 4, обеспечиваются нагнетателем при условиях, приведённых в таблице 5 и при определённом составе газа.

Таблица 5 – Условия, необходимые для нормальной работы ЦБН [11]

Давление газа начальное (абсолютное) на входе во всасывающий патрубок ЦБН	3,81 МПа (38,9 кгс/см ²)
Температура газа при входе во всасывающий патрубок на ЦБН	288°К (15°С).
Плотность газа при 293°К	0,683 кг/м ³
Частота вращения ротора ЦБН	80 с-1 (4800 об/мин)

1.6. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ГПА-10-01

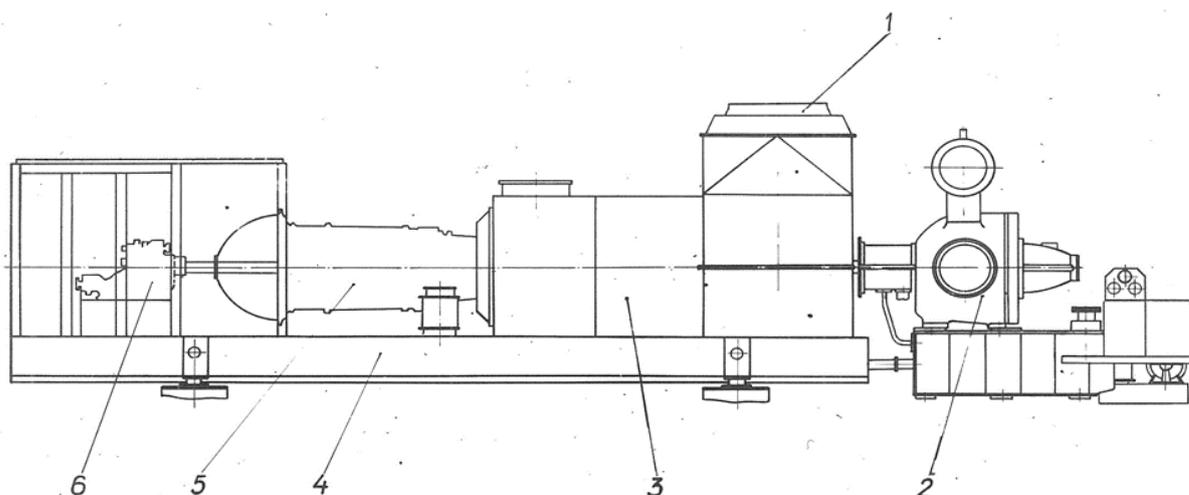


Рисунок 3 – Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01. 1 – Газоотвод, 2 – Нагнетатель, 3 – Кожух, 4 – Рама, 5 – Двигатель, 6 - Блок агрегатов

Состав газоперекачивающего агрегата ГПА-10-01 изображён на рисунке 3. Нагнетатель крепится на отдельном фундаменте. Камера сгорания, турбины и газоотвод двигателя закрыты кожухом.

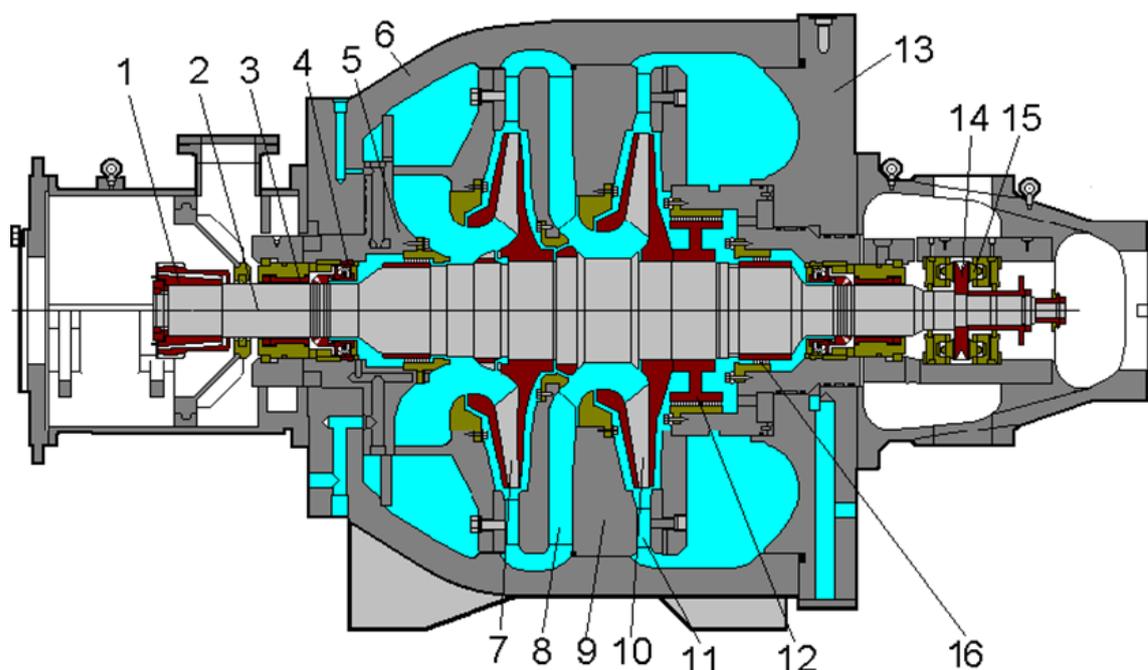
Двигатель ДР-59Л состоит из компрессоров низкого и высокого давления, камеры сгорания, турбин высокого и низкого давления, турбины нагнетателя.

Сжигание природного газа осуществляется в камере сгорания, состоящей из 10 жаровых труб. Трубы расположены вдоль оси двигателя и заключены в общем корпусе.

КНД и блок агрегатов приводятся во вращение турбиной низкого давления; КВД – турбиной высокого давления.

Компрессоры и турбины образуют два кинематически не связанные между собой каскада – каскад низкого и высокого давления, которые вращаются с различными частотами вращения. Турбина ЦБН приводит во вращение нагнетатель [10].

1.7. ПРИНЦИП РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЯ Н-235-24-1



Нагнетатель. Разрез.

- | | |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| 1- Зубчатая втулка. | 9- Диафрагма. |
| 2- Ротор. | 10- Рабочее колесо второй ступени. |
| 3- Опорный вкладыш. | 11- Диффузор второй ступени. |
| 4- Торцевое уплотнение. | 12- Думмис. |
| 5- Пакет. | 13- Крышка корпуса. |
| 6- Цилиндр корпуса. | 14- Упорный диск. |
| 7- Рабочее колесо первой ступени. | 15- Упорный вкладыш. |
| 8- Диффузор первой ступени. | 16- Лабиринтное уплотнение. |

Рисунок 4 - Центробежный нагнетатель Н-235-24-1 в разрезе

Нагнетатель является турбомашинной центробежного типа, двухступенчатый с тангенциальным подводом и отводом газа. Преобразование кинетической энергии газа в потенциальную (давления) и создание поля центробежных сил в рабочем колесе, обеспечивающего движение газа от центра

колеса к его периферии, приводит газ к движению и повышению давления в проточной части ЦБН [11].

Перекачиваемый газ из всасывающего газопровода поступает во всасывающую камеру нагнетателя, затем входит в первое по ходу рабочее колесо (ступень) в направлении, параллельном оси ротора, а выходит из него – в радиальном. Пройдя лопаточный диффузор, он попадает в обратный направляющий аппарат, который с минимальными потерями энергии переводит его на вход второго рабочего колеса, далее газ идёт в лопаточный диффузор, сборную кольцевую камеру и в нагнетательный трубопровод. После компрессирования в нём газ и приобретает требуемое повышенное давление [4]. Пуск и остановка ЦБН производится под полным давлением компримируемого газа.

Ротор, подшипники, торцовые и лабиринтные уплотнения, диффузоры, обратный направляющий аппарат и др., входящие в ходовую и внутреннюю статорную часть ЦБН, выполнены в виде пакета, установленного в корпусе. Данное исполнение позволяет производить быстрый ремонт или смену проточной части путём установки запасного пакета при необходимости [11].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГПА

В процессе эксплуатации ГПА при проведении регламентных операций имеют место выбросы ЗВ в атмосферный воздух:

- через выхлопные трубы при сжигании топливного газа в газотурбинных приводах;
- при стравливании газа через свечи при остановках ГПА для проведения ремонтных или регламентных работ, а также при пусках ГПА в процессе продувок;
- при стравливании газа через свечи устройств управления кранами при остановках и пусках ГПА, при подключении или отключении ГПА к аппаратам и газопроводам;
- через свечи при продувке маслобаков ГПА;
- через свечи от дегазаторов ГПА.

Российский природный газ по сравнению с другими видами содержит лишь небольшое количество серы и почти не содержит мышьяк, натрий и тяжелые металлы. Основными продуктами сгорания являются CO_2 , CO и NO_x , которые являются продуктами горения и считаются вредными веществами [12].

Расчёты производятся на примере газоперекачивающего агрегата ГПА 10-01 с типом двигателя ДР-59Л, который используется в КС «Омская» Омского ЛПУМГ, на основе стандартов организации ООО «Газпром трансгаз Томск»: СТО Газпром 2-3.5-039-2005 [13], СТО Газпром 2-1.19-332-2009 [14], СТО Газпром 2-1.19-541-2011 [9], СТО Газпром 2-1.19-540-2011 [15].

1.8. РАСЧЁТ УДЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ЗВ ГАЗОТУРБИННЫХ ГПА

Расчёт параметров выбросов ЗВ с отходящими газами эксплуатируемых газотурбинных ГПА выполняется по результатам экспериментальных замеров. Валовые выбросы ЗВ в атмосферу за отчётный (планируемый) период эксплуатации определяют по расчётным параметрам выбросов с учётом

удельных выбросов ЗВ с отходящими газами ГПА для штатной и модернизированной камер сгорания [9, 13-15].

Концентрацию ЗВ (i компонента), приведённую к 15 % содержанию кислорода (по объёму), содержащуюся в 1 нм³ сухих продуктов сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, т.е. приведённую концентрацию, мг/нм³, вычисляют по формуле:

$$C_i^{15} = C_i \times \frac{20,95 - 15}{20,95 - O_2}, \quad (1)$$

где C_i – концентрация ЗВ, мг/м³;

O_2 – содержание (объёмная доля) кислорода в сухих продуктах сгорания, %.

Содержание (объёмная доля) кислорода в сухих продуктах сгорания определяется по формулам, %:

$$O_2 = \frac{2 \times (\alpha_B - 1)}{9,524 \times \alpha_B - 1} \times 100. \quad (2)$$

Коэффициент избытка воздуха α_B – отношение поступившего в установку воздуха к его количеству, необходимому для полного сгорания топлива в соответствии со стехиометрическими уравнениями:

$$\alpha_B = \frac{G_2 - G_{ТГ}}{G_{ТГ} \times L_0}, \quad (3)$$

где L_0 – количество воздуха, необходимое для стехиометрического сгорания топлива (принято 17,16), кг/кг.

Коэффициент избытка воздуха [15]:

$$\alpha_B = \frac{81,5 - 0,723}{0,723 \times 17,16} = 6,511.$$

Мольная доля кислорода в сухих продуктах сгорания, %:

$$O_2 = \frac{2 \times (6,511 - 1)}{9,524 \times 6,511 - 1} \times 100 = 18,066.$$

Приведённая концентрация оксидов азота и оксида углерода, мг/нм:

$$C_{NO_x}^{15} = 69 \times \frac{20,95 - 15}{20,95 - 18,066} = 142,354.$$

$$C_{CO}^{15} = 29 \times \frac{20,95 - 15}{20,95 - 18,066} = 59,830.$$

Массовое количество выброса ЗВ с продуктами сгорания в единицу времени – мощность выброса, г/с, вычисляют по формулам:

$$M_i = C_i \times K_B \times Q_2 \times 10^{-3}; \quad (4)$$

где K_B – коэффициент соотношения объёмных расходов (сухого и влажного) продуктов сгорания;

Q_2 – объёмный расход сухих продуктов сгорания ГТУ (при 0 °С и 0,1013 МПа), определяется в зависимости от абсолютного давления за компрессором и температуры перед компрессором ГТУ на эксплуатационном режиме, нм/с.

Коэффициент соотношения объёмных расходов сухих и влажных продуктов сгорания определяется по соотношению:

$$K_B = \frac{\alpha_B - 0,105}{\alpha_B + 0,105} = \frac{89,5}{110,5 - O_2}; \quad (5)$$

$$K_B = \frac{\alpha_B - 0,105}{\alpha_B + 0,105} = \frac{89,5}{110,5 - O_2} = \frac{89,5}{110,5 - 18,066} = 0,968.$$

Мощность выброса оксидов азота и оксида углерода, г/с:

$$M_{NO_x} = 69 \times 0,968 \times 63,5 \times 10^{-3} = 4,241.$$

$$M_{CO} = 29 \times 0,968 \times 63,5 \times 10^{-3} = 1,783.$$

Соотношения показателей выброса и приведённой концентрации выражаются следующей формулой, г/с:

$$M_i = 0,832 \times 10^{-3} \times \frac{N_e}{\eta_e} \times C_i^{15}, \quad (6)$$

$$M_{NO_x} = 0,832 \times 10^{-3} \times \frac{10}{27,6} \times 142,354 = 0,043.$$

$$M_{CO} = 0,832 \times 10^{-3} \times \frac{10}{27,6} \times 59,830 = 0,018.$$

Объёмный расход топливного газа $q_{ТГ}$, при 20 °С и 0,1013 МПа вычисляют по формуле, м³/ч:

$$q_{ТГ} = \frac{3,6 \times N_e}{Q_p^H \times \eta_e} \times 10^6, \quad (7)$$

где $Q_p^H=33431$ кДж/м³ по (ГОСТ 28775) – низшая теплота сгорания топлива;

N_e – мощность газотурбинного привода, МВт;

η_e – эффективный КПД газотурбинного привода.

$$q_{\text{тг}} = \frac{3,6 \times 10}{33431 \times 27,6} \times 10^6 = 39,016.$$

Массовый выброс ЗВ G_i , т/год, вычисляют по формуле:

$$G_i = M_i \times \tau \times 3600 \times 10^{-6}, \quad (8)$$

где τ – время работы источника выделения в течение года, ч. (прил. 2).

Массовые выбросы оксидов азота и оксида углерода, т/год:

$$G_{NO_x} = 4,241 \times 4344 \times 3600 \times 10^{-6} = 66,323.$$

$$G_{CO} = 1,783 \times 4344 \times 3600 \times 10^{-6} = 27,883.$$

В расчёте нормативов выбросов ЗВ в атмосферу с отходящими газами газотурбинных ГПА используют удельные выбросы ЗВ на единицу топливного газа как основного технологического показателя по каждому типоразмеру ГПА с учётом положений СТО Газпром 2-1.19-332-2009 [13].

Удельные выбросы ЗВ вычисляют по уровню приведённой концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА, мощности выброса ЗВ. Нормативы выбросов ЗВ в атмосферу с отходящими газами газотурбинных ГПА по удельным выбросам ЗВ принимают с учётом индивидуальных норм расхода топливного газа на 1 кВт·ч политропной работы сжатия.

Удельные выбросы ЗВ по приведённой концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА:

- на единицу топливного газа $m_i^{\text{тг}}$, г/м³, вычисляют по формуле:

$$m_i^{\text{тг}} = 27,8 \times 10^{-3} \times C_i^{15}; \quad (9)$$

- на единицу работы m_i^N г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_i^N = 3 \times 10^{-3} \times \frac{C_i^{15}}{\eta_e}, \quad (10)$$

где η_e – эффективный КПД газотурбинного привода, доли ед.

Удельные выбросы NO_x по приведённой концентрации NO_x в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, $г/м^3$:

$$m_{NO_x}^{ТГ} = 27,8 \times 10^{-3} \times 142,354 = 3,957.$$

Удельные выбросы NO_x по приведённой концентрации NO_x в отходящих газах ГПА на единицу работы, $г/кВт \cdot ч$:

$$m_{NO_x}^N = 3 \times 10^{-3} \times \frac{142,354}{27,6 \times 10^{-2}} = 1,55.$$

Удельные выбросы CO по приведённой концентрации CO в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, $г/м^3$:

$$m_{CO}^{ТГ} = 27,8 \times 10^{-3} \times 59,830 = 1,663.$$

Удельные выбросы CO по приведённой концентрации CO в отходящих газах ГПА на единицу работы, $г/кВт \cdot ч$:

$$m_{CO}^N = 3 \times 10^{-3} \times \frac{59,830}{27,6 \times 10^{-2}} = 0,65.$$

Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса ЗВ в отходящих газах ГПА:

- на единицу топливного газа $m_{ГПА_1}^{ТГ}$, $г/м^3$, вычисляют по формуле:

$$m_{i_1}^{ТГ} = \frac{3600 \times M_i}{q_{ТГ}}, \quad (11)$$

где M_i – мощность выброса ЗВ, $г/с$;

$q_{ТГ}$ – объёмный расход топливного газа (при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и $0,1013 \text{ МПа}$), $м^3/ч$;

- на единицу работы $m_{i_1}^N$, $г/кВт \cdot ч$, вычисляют по формуле:

$$m_{i_1}^N = \frac{3,6 \times M_i}{N_e}. \quad (12)$$

Удельные выбросы ЗВ с отходящими газами ГПА со штатной и модернизированной камер сгорания приведены в приложении 2.

Удельные выбросы NO_x по мощности выброса NO_x в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, $г/м^3$:

$$m_{NO_{x_1}}^{ТГ} = \frac{3600 \times 4,241}{3905} = 3,910.$$

Удельные выбросы NO_x по мощности выброса NO_x в отходящих газах ГПА на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{NO_{x_1}}^N = \frac{3,6 \times 4,241}{10} = 1,527.$$

Удельные выбросы CO по мощности выброса CO в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, г/м³:

$$m_{CO_1}^{TR} = \frac{3600 \times 1,783}{3905} = 1,644.$$

Удельные выбросы CO по мощности выброса CO в отходящих газах ГПА на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{CO_1}^N = \frac{3,6 \times 1,783}{10} = 0,642.$$

Валовый выброс ЗВ за отчётный или планируемый период эксплуатации ГПА G_i т/период, определяют с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле:

$$G_i = m^{TR} \times q_{TR} \times 10^{-6}, \quad (13)$$

где q_{TR} – расход топливного газа за отчётный или планируемый период эксплуатации, м³/период.

Валовый выброс NO_x за отчётный или планируемый период эксплуатации ГПА, т/период:

$$G_{NO_x} = 3,957 \times 16963320 \times 10^{-6} = 67,124.$$

Валовый выброс CO за отчётный или планируемый период эксплуатации ГПА, т/период:

$$G_{CO} = 1,663 \times 16963320 \times 10^{-6} = 28,210.$$

Расчёт мощности выбросов вредных загрязняющих веществ

Мощность выброса оксидов азота M_{NO_x} , г/с, с отходящими газами ГПА вычисляют по формуле:

$$M_{NO_x} = m_{NO_x} \times q_{TR} / 3600, \quad (14)$$

$$M_{NO_x} = 4,03 \times 3905 / 3600 = 4,375.$$

Удельный показатель выброса оксидов азота m_{NO_x} , г/м³, на единицу топливного газа определяют с учётом поправочных коэффициентов выброса оксидов азота, учитывающих влияние отклонения эксплуатационного режима работы ГПА и фактических выбросов от номинальных показателей газоперекачивающих агрегатов по формуле:

$$m_{NO_x} = K_{NO_x} \times \bar{C}_{NO_x} \times m_{NO_x}^0; \quad (15)$$

$$m_{NO_x} = 0,964 \times 1,5 \times 4,03 = 5,824,$$

где K_{NO_x} – поправочный коэффициент удельного выброса оксидов азота, учитывающий влияние режима работы ГТУ (отклонение эксплуатационных условий от номинальных условий работы агрегата) (прил.1).

\bar{C}_{NO_x} – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение показателя фактического выброса NO_x от нормативного значения;

$m_{NO_x}^0$ – номинальный удельный выброс оксидов азота на единицу топливного газа, г/м³ (прил. 3).

Относительная температура атмосферного воздуха на входе в ОК ГТУ; вычисляют по формуле:

$$\bar{T}_3 = \frac{T_3}{288}; \quad (16)$$

$$\bar{T}_3 = \frac{14,6}{288} = 0,051,$$

где T_3 – температура атмосферного воздуха на входе в ОК ГТУ, К; вычисляют по формуле:

$$T_3 = T_a + 2,5, \quad (17)$$

$$T_3 = 12,1 + 2,5 = 14,6.$$

где T_a – средняя месячная температура атмосферного воздуха, К; принимают по данным региональных метеостанций или климатическим справочникам.

Мощность выброса оксида углерода M_{CO} , г/с, с отходящими газами ГПА вычисляют по формуле:

$$M_{CO} = \bar{C}_{CO} \times m_{CO}^0 \times q_{\text{ТГ}}/3600; \quad (18)$$

$$M_{CO} = 1,7 \times 1,81 \times 3905/3600 = 3,338,$$

где \bar{C}_{CO} – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение показателя фактического выброса оксида углерода от нормативного значения;

m_{CO}^0 – номинальный удельный выброс оксида углерода на единицу топливного газа, г/м³ (прил. 3).

Расчёт валовых выбросов загрязняющих веществ

Валовый выброс оксидов азота W_{NO_x} , т/период, за отчётный или планируемый периоды времени работы ГПА, определяемый по удельному выбросу ЗВ на расход топливного газа, вычисляют по формуле:

$$W_{NO_x} = m_{NO_x} \times q_{\text{ТГ}} \times 10^{-6}; \quad (19)$$

$$W_{NO_x} = 4,03 \times 16963320 \times 10^{-6} = 68,362.$$

Валовый выброс оксида углерода W_{CO} , т/период, за отчётный или планируемый периоды времени работы ГПА, определяемый по удельному показателю выброса CO на расход топливного газа с учётом поправочного коэффициента, учитывающего отклонение показателя фактического выброса от нормативного значения, вычисляют по формуле:

$$W_{CO} = \bar{C}_{CO} \times m_{CO}^0 \times q_{\text{ТГ}} \times 10^{-6}; \quad (20)$$

$$W_{CO} = 1,7 \times 1,81 \times 16963320 \times 10^{-6} = 52,196.$$

Валовый выброс ЗВ (компонента i) W_i , т/период, за отчётный или планируемый периоды времени работы ГПА, определяемый по мощности выброса, вычисляют по формуле:

$$W_i = 0,0036 \times M_i \times \tau. \quad (21)$$

Валовые выбросы NO_x и CO , т/период:

$$W_{NO_x} = 0,0036 \times 4,241 \times 4344 = 66,323;$$

$$W_{CO} = 0,0036 \times 1,783 \times 4344 = 27,883.$$

Номинальные значения концентраций C_{CO}^0 и удельных выбросов оксида углерода m_{CO}^0 установлены по максимальным значениям этих параметров в диапазоне эксплуатационных нагрузок от 70 % до 100 %.

Удельный выброс оксида углерода m_{CO}^0 принимают постоянным в реальном диапазоне режимов ГПА.

1.9. РАСЧЁТ УДЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ЗВ ОТ СВЕЧЕЙ ДЕГАЗАТОРОВ ГПА

Валовые выбросы ЗВ в атмосферу от свечей дегазаторов ГПА за отчётный период эксплуатации определяют по расчётным параметрам выбросов паров масла минерального нефтяного вместе с растворенными углеводородами (метаном) из системы маслоуплотнения вала нагнетателя по величинам удельных выбросов ЗВ с учетом положений СТО Газпром 2-1.19-332-2009 [14].

Плотность метана ρ , кг/м³, при температуре выброса:

$$\rho = \frac{P \times \mu}{R \times T_B}; \quad (22)$$

$$\rho = \frac{101325 \times 16,03}{8314 \times 285} = 0,686,$$

где P – давление метана, принимают $P = 101325$ Па;

μ – молекулярная масса метана, принимают $\mu = 16,03$ г/моль;

R – универсальная газовая постоянная, принимают $R = 8314$ Дж/(кмоль·К);

T_B – температуры выброса, К.

Удельные выбросы ЗВ определяют по мощности выброса:

- на единицу топливного газа $m_{ЗВ}^{ТГ}$, г/м³, вычисляют по формуле:

$$m_{ЗВ}^{ТГ} = \frac{3600 \times M_{ЗВ}}{q_{ТГ}}, \quad (23)$$

где $q_{ТГ}$ – объёмный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы $m_{ЗВ}^N$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_{ЗВ}^N = \frac{3,6 \times M_{ЗВ}}{N_e}, \quad (24)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

Удельные выбросы метана по мощности выброса на единицу топливного газа, г/м³:

$$m_{CH_4}^{TG} = \frac{3600 \times 1,26}{3905} = 1,162.$$

Удельные выбросы метана по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{CH_4}^N = \frac{3,6 \times 1,26}{10} = 0,454.$$

Удельные выбросы масла минерального нефтяного по мощности выброса на единицу топливного газа, г/м³:

$$m_{\text{масла}}^{TG} = \frac{3600 \times 9,6 \times 10^{-6}}{3905} = 8,850 \times 10^{-6}.$$

Удельные выбросы масла минерального нефтяного по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{\text{масла}}^N = \frac{3,6 \times 9,6 \times 10^{-6}}{10} = 3,456 \times 10^{-6}.$$

Массовый выброс ЗВ $G_{ЗВ}$, т/год, вычисляют по формуле:

$$G_{ЗВ} = M_{ЗВ} \times \tau \times 3600 \times 10^{-6}, \quad (25)$$

где τ – время работы источника выделения в течение года, ч.

Массовые выбросы метана и масла минерального нефтяного, т/год:

$$G_{CH_4} = 1,26 \times 4344 \times 3600 \times 10^{-6} = 19,704;$$

$$G_{\text{масла}} = 9,6 \times 10^{-6} \times 4344 \times 3600 \times 10^{-6} = 1,501 \times 10^{-4}.$$

Удельные выбросы ЗВ со свечей дегазаторов ГПА приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Удельные выбросы загрязняющих веществ со свечей дегазаторов ГПУ-10 [15]

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в станционных условиях. МВт	Безвозвратные потери масла нагнетателя, кг/ч	Емкость маслосистемы нагнетателя, л	ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу работы, г/кВт·ч
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	0,3	3000	Метан	1,26	1,16	0,45
					Масло минер, нефтяное	9,60E-06	8,85E-06	3,46E-06

Валовый выброс ЗВ за отчётный или планируемый период эксплуатации G_i , т/период, определяют с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле:

$$G_i = m^{тг} \times q_{тг} \times 10^{-6}, \quad (26)$$

где $q_{тг}$ – расход топливного газа за отчётный или планируемый период эксплуатации, м³/период [9, 13-15].

Валовый выброс метана за отчётный или планируемый период эксплуатации, т/период:

$$G_{CH_4} = 1,162 \times 16963320 \times 10^{-6} = 19,711.$$

Валовый выброс масла минерального нефтяного за отчётный или планируемый период эксплуатации, т/период.

$$G_{\text{масла}} = 8,850 \times 10^{-6} \times 16963320 \times 10^{-6} = 1,501 \times 10^{-4}.$$

1.10. РАСЧЁТ УДЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ЗВ ИЗ МАСЛОБАКОВ ГАЗОТУРБИННЫХ ГПА

Валовые выбросы паров углеводородов в атмосферу за отчётный период эксплуатации рассчитывают по расчётным параметрам выбросов паров углеводородов (аэрозоль масла минерального нефтяного) через воздушный инжектор из маслобаков ГПА, поступающих в атмосферу со свечей, и определяют по величинам удельных выбросов ЗВ с учётом положений СТО Газпром 2-1.19-332-2009 [14].

Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного определяют по мощности выброса:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) $m_M^{тг}$, г/м³, вычисляют по формуле:

$$m_M^{тг} = \frac{3600 \times M_M}{q_{тг}}; \quad (27)$$

- на единицу работы m_M^N , г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_M^N = \frac{3,6 \times M_M}{N_e}. \quad (28)$$

Удельные выбросы масла минерального нефтяного со свечей маслобаков ГПА приведены в таблице 7.

Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного определяют по мощности выброса на единицу топливного газа (индекс выброса), г/м³:

$$m_M^{TG} = \frac{3600 \times 6,45 \times 10^{-9}}{3905} = 5,946 \times 10^{-9}.$$

Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного определяют по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_M^N = \frac{3,6 \times 6,45 \times 10^{-9}}{10} = 2,322 \times 10^{-9}.$$

Таблица 7 – Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного со свечей маслобаков ГПА [15]

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в станционных условиях. МВт	Безвозвратные потери масла, кг/ч	Емкость маслосистемы, л	Мощность выброса, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа. г/м ³	Удельный выброс на единицу работы. г/кВт·ч
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	3,3	4200	6.45E-09	5.94E-09	2.32E-09

Валовый выброс ЗВ за отчётный или планируемый период эксплуатации G_M , т/период, определяют с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле:

$$G_M = m_M^{TG} \times q_{TG} \times 10^{-6}; \quad (29)$$

$$G_M = 5,94 \times 10^{-9} \times 16963320 \times 10^{-6} = 1,008 \times 10^{-7},$$

где q_{TG} – расход топливного газа за отчётный или планируемый период эксплуатации, м³/период.

Удельные показатели выбросов природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов определяют по мощности выброса как следующие величины удельных выбросов:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) $m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}}$, г/м³, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}} = \frac{3600 \times M_{\text{ТД}}}{q_{\text{ТГ}}}; \quad (30)$$

- на единицу работы $m_{\text{ТД}}^{\text{N}}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{N}} = \frac{3600 \times M_{\text{ТД}}}{N_e}. \quad (31)$$

Удельные показатели выбросов природного газа со свечей турбодетандера ГПА по мощности выброса на единицу топливного газа (индекс выброса), г/м³:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}} = \frac{3600 \times 1333,3}{3905} = 1229,163.$$

Удельные показатели выбросов природного газа со свечей турбодетандера ГПА по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{N}} = \frac{3600 \times 1333,3}{10} = 479988.$$

Удельные выбросы природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов определяют по объёму стравливания на единицу условной номинальной работы как следующие величины удельных выбросов:

- на единицу работы $m_{\text{ТД}}^{\text{N}'}$, м³/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{N}'} = \frac{Q_{\text{ТД}}}{N_e \times \tau}, \quad (32)$$

где τ – календарное время стравливания, ч;

- на единицу работы $m_{\text{ТД}}^{\text{N}''}$, г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{ТД}}^{\text{N}''} = \frac{Q_{\text{ТД}} \times \rho_r}{N_e \times \tau}, \quad (33)$$

Удельные выбросы природного газа, стравливаемого при пуске ГПА приведены в приложении 4.

Удельные выбросы природного газа со свечей турбодетандера ГПА по объёму стравливания на единицу работы, м³/кВт·ч:

$$m_{\text{ТД}}^N = \frac{2,118}{10 \times 0,25} = 0,847.$$

Удельные выбросы природного газа со свечей турбодетандера ГПА по объёму срамливания на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_{\text{ТД}}^N = \frac{2,118 \times 0,736}{10 \times 0,25} = 0,624.$$

Валовый выброс природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов за отчётный или планируемый период эксплуатации $G_{\text{ТД}}^{\dot{}}$, т/период, определяют с учётом удельных выбросов по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле:

$$G_{\text{ТД}}^{\dot{}} = m_{\text{ТД}}^{\text{ТГ}} \times q_{\text{ТГ}}^{\dot{}} \times 10^{-6}; \quad (34)$$

$$G_{\text{ТД}}^{\dot{}} = 1229,163 \times 16963320 \times 10^{-6} = 20850,685,$$

где $q_{\text{ТГ}}^{\dot{}}$ – объёмный расход топливного газа за отчётный или планируемый период эксплуатации агрегата, м³/период [9, 13-15].

1.11. РАСЧЁТ УДЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ СТРАВЛИВАЕМОГО ГАЗА ПРИ ОСТАНОВКЕ ГПА

Мощность выброса природного газа M_o , г/с, вычисляют по формуле:

$$M_o = \frac{Q_o \times \rho_{20} \times 1000}{t}, \quad (35)$$

где Q_o – объём природного газа, выбрасываемого при одной операции остановки ГПА; определяют в зависимости от геометрического объёма источника выделения, коэффициента сжимаемости газа, среднеарифметических значений давления и температуры газа, м³;

ρ_{20} – плотность природного газа при стандартных условиях (20 °С и 0,1013 МПа), кг/м³;

t – время срамливания, $t = 239$ сек (0.066ч).

Мощность выброса природного газа, г/с:

$$M_o = \frac{1258 \times 0,736 \times 1000}{239} = 3874,01.$$

Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов определяют по мощности выброса как следующие величины удельных выбросов:

- на единицу топливного газа (индекс выброса) $m_o^{ТГ}$, г/м³, вычисляют по формуле:

$$m_o^{ТГ} = \frac{3600 \times M_o}{q_{ТГ}}, \quad (36)$$

где $q_{ТГ}$ – объёмный расход топливного газа, м³/ч (при 20 °С и 0,1013 МПа);

- на единицу работы m_o^N , г/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_o^N = \frac{3,6 \times M_o}{N_e} \quad (37)$$

где N_e – мощность газотурбинного привода, МВт.

Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке ГПА по мощности выброса на единицу топливного газа (индекс выброса), г/м³:

$$m_o^{ТГ} = \frac{3600 \times 3874,01}{3905} = 3571,43.$$

Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке ГПА по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_o^N = \frac{3,6 \times 3874,01}{10} = 1394,64.$$

Удельные показатели выбросов сравливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов определяют по объёму сравливания на единицу условной номинальной работы как следующие величины удельных выбросов:

- объём выброса природного газа на единицу работы $m_o^{N'}$, м³/кВт·ч, вычисляют по формуле:

$$m_o^{N'} = \frac{Q_o}{N_e \times \tau}, \quad (38)$$

где τ – календарное время сравливания, ч;

- массовый выброс природного газа на единицу работы $m_0^{N'}$, г/кВт·ч, вычисляются по формуле:

$$m_0^{N'} = \frac{Q_0 \times \rho_{20}}{N_e \times \tau}. \quad (39)$$

Удельные выбросы природного газа, срабатываемого при остановке ГПА [15], приведены в приложении 5.

Удельные показатели выбросов срабатываемого природного газа при остановке ГПА по объёму срабатывания на единицу работы, м³/кВт·ч:

$$m_0^{N'} = \frac{1258}{10 \times 2,55} = 49,333.$$

Удельные показатели выбросов срабатываемого природного газа при остановке ГПА по массовому выбросу природного газа на единицу работы, г/кВт·ч:

$$m_0^{N'} = \frac{1258 \times 0,736}{10 \times 2,55} = 36,093.$$

Массовый выброс срабатываемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов G_0 , т/год, определяют по формулам:

$$G_0 = M_0 \times t \times n \times 0,0036; \quad (40)$$

$$G_0 = \frac{Q_0 \times \rho \times n}{1000}. \quad (41)$$

где M_0 – мощность выброса газа при выполнении операции, г/с;

n – количество технологических операций в год;

ρ – плотность газа, кг/м³;

0,0036 – коэффициент пересчёта.

Массовый выброс срабатываемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов, т/год:

$$G_0 = \frac{1258 \times 0,736 \times 20}{1000} = 18,52.$$

Валовый выброс срабатываемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов за отчётный или планируемый период

эксплуатации G_o^{\cdot} , т/период, определяют с учётом удельных выбросов по основному технологическому показателю (расход топливного газа) по формуле:

$$G_o^{\cdot} = m^{тг}_o \times q_{тг}^{\cdot} \times 10^{-6}; \quad (42)$$

$$G_o^{\cdot} = 3571,43 \times 16963320 \times 10^{-6} = 60583,31,$$

где $q_{тг}^{\cdot}$ – объёмный расход топливного газа за отчётный или планируемый период эксплуатации агрегата, м³/период [9, 13-15].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты расчёта удельных и валовых выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации газотурбинного ГПА-10-01 представлены в таблицах.

Таблица 8 – Таблица результатов расчёта выбросов от ГПА-10-01

Удельные выбросы ЗВ по приведённой концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, г/м ³ :	
- для NO_x	3,957
- для CO	1,663
Удельные выбросы ЗВ по приведённой концентрации ЗВ в отходящих газах ГПА на единицу работы, г/кВт·ч:	
- для NO_x	1,55
- для CO	0,65
Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса ЗВ в отходящих газах ГПА на единицу топливного газа, г/м ³ :	
- для NO_x	3,910
- для CO	1,644
Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса ЗВ в отходящих газах ГПА на единицу работы, г/кВт·ч:	
- для NO_x	1,527
- для CO	0,642
Валовый выброс ЗВ за отчётный или планируемый период эксплуатации ГПА с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю, т/год:	
- для NO_x	67,124
- для CO	28,210
Валовый выброс NO_x , определяемый по удельному выбросу ЗВ на расход топливного газа, т/год:	68,362
Валовый выброс CO , определяемый по удельному показателю выброса CO на расход топливного газа с учётом поправочного коэффициента, т/год:	52,196
Валовый выброс ЗВ, определяемый по мощности выброса, т/год:	
- для NO_x	66,323
- для CO	27,883

Таблица 9 – Таблица результатов расчёта выбросов ЗВ от свечей дегазаторов ГПА

Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса на единицу топливного газа, г/м ³ :	
-для метана;	1,162
-для масла минерального нефтяного	$8,850 \times 10^{-6}$
Удельные выбросы ЗВ по мощности выброса на единицу работы, г/кВт·ч:	
-для метана;	0,454
-для масла минерального нефтяного	$3,456 \times 10^{-6}$

Валовый выброс ЗВ, определяемый с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю, т/год:	
- для метана;	19,711
- для масла минерального нефтяного	$1,501 \times 10^{-4}$

Таблица 10 – Таблица результатов расчёта выбросов паров углеводородов из маслобаков

Удельные показатели выбросов масла минерального нефтяного, определяемые по мощности выброса:	
- на единицу топливного газа, г/м ³ ;	$5,946 \times 10^{-9}$
- на единицу работы, г/кВт·ч:	$2,322 \times 10^{-9}$
Валовый выброс масла минерального нефтяного, определяемый с учётом удельного выброса ЗВ по основному технологическому показателю, т/год:	$1,008 \times 10^{-7}$
Удельные показатели выбросов природного газа со свечей турбодетандера ГПА по мощности выброса:	
- на единицу топливного газа, г/м ³ ;	1229,163
- на единицу работы, г/кВт·ч	479988
Удельные выбросы природного газа со свечей турбодетандера ГПА по объёму срамливания:	
- на единицу работы, м ³ /кВт·ч;	0,847
- на единицу работы, г/кВт·ч	0,624
Валовый выброс природного газа со свечей турбодетандера газоперекачивающих агрегатов, определяемый с учётом удельных выбросов по основному технологическому показателю, т/год:	20850,685

Таблица 11 – Таблица результатов расчёта выбросов срамливаемого природного газа при остановке ГПА

Удельные показатели выбросов срамливаемого природного газа при остановке ГПА по мощности выброса:	
- на единицу топливного газа, г/м ³ ;	3571,43
- на единицу работы, г/кВт·ч:	1394,64
Удельные показатели выбросов срамливаемого природного газа при остановке ГПА:	
- по объёму срамливания на единицу работы, м ³ /кВт·ч;	49,333
- по массовому выбросу природного газа на единицу работы, г/кВт·ч	36,093
Валовый выброс срамливаемого природного газа при остановке газоперекачивающих агрегатов, определяемый с учётом удельных выбросов по основному технологическому показателю, т/год:	60583,31

**ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
1.12. ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ
РАБОТ**

В работе изучается воздействие на состояние окружающей среды газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, которые являются техническими сооружениями сложного комплекса как магистральный газопровод: рассмотрены каталог и нормативы выбросов от ГПА, произведены расчёты выбросов.

Целью раздела ресурсоэффективности и ресурсосбережения является планирование комплекса предполагаемых работ. Раздел выполнен на основе учебно-методического пособия И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Креницына «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» [16].

**1.13. СТРУКТУРА РАБОТ В РАМКАХ НАУЧНОГО
ИССЛЕДОВАНИЯ**

Структура работы в рамках выпускной квалификационной работы по теме «Оценка воздействия газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции на окружающую среду» состоит из 12 этапов, представленных в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовительный этап	1	Определение направления и темы ВКР	Научный руководитель, студент
	2	Утверждение темы ВКР	
Основной этап	3	Постановка цели и задач	Научный руководитель
	4	Поиск основной литературы для написания работы	Студент
	5	Сбор информации и материалов по данной теме	Студент

	6	Написание теоретической части ВКР	Студент
	7	Подведение промежуточных итогов по проделанной работе	Научный руководитель
	8	Выполнение расчётной части ВКР	Студент
	9	Написание выводов по проекту	Студент
Заключительный этап	10	Оформление расчётно-пояснительной записки	Студент
	11	Подготовка реферата и доклада	Студент
	12	Оформление презентации	Студент

1.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЁМКОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (43)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение i -ого этапа работы:

$$t_{ож\ i} = \frac{3 \times 2 + 2 \times 3}{5} = 2,4 \text{ чел. – дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 2-ого этапа работы:

$$t_{ож\ i} = \frac{3 \times 1 + 2 \times 2}{5} = 1,4 \text{ чел. – дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 3-го этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 2 + 2 \times 4}{5} = 2,8 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 4-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 5 + 2 \times 14}{5} = 8,6 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 5-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 10 + 2 \times 20}{5} = 14 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 6-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 10 + 2 \times 24}{5} = 11,6 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 7-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 2 + 2 \times 5}{5} = 3,2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 8-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 5 + 2 \times 15}{5} = 9 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 9-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 1 + 2 \times 3}{5} = 1,8 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 10-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 10 + 2 \times 20}{5} = 14 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 11-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 4 + 2 \times 8}{5} = 5,6 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоёмкости на выполнение 12-ого этапа работы:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \times 4 + 2 \times 7}{5} = 5,2 \text{ чел. - дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчёта заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i}, \quad (44)$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность 1-ого этапа работ:

$$T_{p_1} = \frac{2,4}{2} = 1,2 \text{ раб. дн.} = 1 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 2-ого этапа работ:

$$T_{p_2} = \frac{1,4}{2} = 0,7 \text{ раб. дн.} = 1 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 3-го этапа работ:

$$T_{p_3} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ раб. дн.} = 3 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_4} = \frac{8,6}{1} = 8,6 \text{ раб. дн.} = 9 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_5} = \frac{14}{1} = 14 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_6} = \frac{11,6}{1} = 11,6 \text{ раб. дн.} = 12 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_7} = \frac{3,2}{1} = 3,2 \text{ раб. дн.} = 3 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_8} = \frac{9}{1} = 9 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_9} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ раб. дн.} = 2 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_{10}} = \frac{14}{1} = 14 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_{11}} = \frac{5,6}{1} = 5,6 \text{ раб. дн.} = 6 \text{ раб. дн.}$$

$$T_{p_{12}} = \frac{5,2}{1} = 5,2 \text{ раб. дн.} = 5 \text{ раб. дн.}$$

Из произведённых выше расчётов видно, что наибольшую трудоёмкость и продолжительность будут иметь 4, 5, 6, 8 и 10 этапы.

1.15. РАЗРАБОТКА ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

С целью построения ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведена в календарные дни. Для этого была использована следующая формула:

$$T_{k_i} = T_{p_i} \times k_{\text{кал}}, \quad (45)$$

где T_{k_i} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{p_i} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (46)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году

Коэффициент календарности в 2018 году составил:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 93 - 27} = 1,49.$$

Продолжительность выполнения 1-ого этапа в календарных днях:

$$T_{k_1} = 1 \times 1,49 = 1,49 \text{ кал. дн.} = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 2-ого этапа в календарных днях:

$$T_{k_2} = 1 \times 1,49 = 1,49 \text{ кал. дн.} = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 3-го этапа в календарных днях:

$$T_{k_3} = 3 \times 1,49 = 4,47 \text{ кал. дн.} = 5 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_4} = 9 \times 1,49 = 13,41 \text{ кал. дн.} = 13 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_5} = 14 \times 1,49 = 20,86 \text{ кал. дн.} = 21 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_6} = 12 \times 1,49 = 17,88 \text{ кал. дн.} = 18 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_7} = 3 \times 1,49 = 4,47 \text{ кал. дн.} = 5 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_8} = 9 \times 1,49 = 13,41 \text{ кал. дн.} = 13 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_9} = 2 \times 1,49 = 2,98 \text{ кал. дн.} = 3 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_{10}} = 14 \times 1,49 = 20,86 \text{ кал. дн.} = 21 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_{11}} = 6 \times 1,49 = 8,94 \text{ кал. дн.} = 9 \text{ кал. дн.}$$

$$T_{k_{12}} = 5 \times 1,49 = 7,45 \text{ кал. дн.} = 8 \text{ кал. дн.}$$

Полученные временные показатели проведения ВКР сведём в таблицу

13. На основе таблицы 13 строится календарный план-график (табл. 14).

Таблица 13 – Временные показатели проведения выпускной квалификационной работы

№	Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож_i}$			
1	Определение направления и темы ВКР	2	3	2,4	Научный руководитель, студент	1	2
2	Утверждение темы ВКР	1	2	1,4		1	2
3	Постановка цели и задач	2	4	2,8	Научный руководитель	3	5
4	Поиск основной литературы для написания работы	5	14	8,6	Студент	9	13
5	Сбор информации и материалов по данной теме	10	20	14	Студент	14	21
6	Написание теоретической части ВКР	10	24	11,6	Студент	12	18
7	Подведение промежуточных итогов по проделанной работе	2	5	3,2	Научный руководитель	3	5
8	Выполнение расчётной части ВКР	5	15	9	Студент	9	13
9	Написание выводов по проекту	1	3	1,8	Студент	2	3
10	Оформление расчётно-пояснительной записки	10	20	14	Студент	14	21
11	Подготовка реферата и доклада	4	8	5,6	Студент	6	9
12	Оформление презентации	4	7	5,2	Студент	5	8

Таблица 14 – Календарный план-график проведения ВКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль		Март			Апрель			Май			Июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Определение направления и темы ВКР	Научный руководитель, студент	2	■													
2	Утверждение темы ВКР		2	■													
3	Постановка цели и задач	Научный руководитель	5		■												
4	Поиск основной литературы для написания работы	Студент	13			■	■	■									
5	Сбор информации и материалов по данной теме	Студент	21				■	■	■								
6	Написание теоретической части ВКР	Студент	18						■	■	■						
7	Подведение промежуточных итогов по проделанной работе	Научный руководитель	5									■	■				
8	Выполнение расчётной части ВКР	Студент	13									■	■	■			
9	Написание выводов по проекту	Студент	3										■	■			
10	Оформление расчётно-пояснительной записки	Студент	21											■	■	■	
11	Подготовка реферата и доклада	Студент	9													■	■
12	Оформление презентации	Студент	8														■

1.16. БЮДЖЕТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

1.17. РАСЧЁТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НТИ

Для выполнения данного научного исследования необходимы материалы, которые указаны в таблице 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб
Тетрадь	шт.	1	48	48
Ручка	шт.	2	48,80	97,60
Карандаш	шт.	2	7,10	14,20
Ластик	шт.	1	33,80	33,80
Мультифора	шт.	10	2	20
Степлер	шт.	1	206,30	206,30
Скобы для степлера	упаковка	1	29,30	29,30
Распечатка	стр.	150	1,75	262,50
Итого:				711,7

1.18. ОСНОВНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ТЕМЫ

Заработная плата научного руководителя и студента включает основную и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (47)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) научного руководителя и студента рассчитана по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_p, \quad (48)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн. (табл.13).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \times M}{F_d}, \quad (49)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл.16).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент (дипломник)
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (праздничные и выходные)	120	120
Потери рабочего времени:		
- отпуск;	48	48
- больничные	2	5
Действительный годовой фонд рабочего времени	195	192

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \times k_p, \quad (50)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Месячный должностной оклад руководителя, руб.:

$$Z_m = 19500 \times (1 + 0,3 + 0,3) \times 1,3 = 40560.$$

Месячный должностной оклад студента(дипломника), руб.:

$$Z_m = 1854 \times 1,3 = 2410,2.$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя, руб.:

$$Z_{дн} = \frac{40560 \times 10,4}{195} = 2163,2.$$

Среднедневная заработная плата студента, руб.:

$$Z_{дн} = \frac{2410,2 \times 10,4}{192} = 130,55.$$

Рассчитаем рабочее время:

Руководитель: $T_p = 8$ рабочих дней;

Студент: $T_p = 73$ рабочих дня.

Основная заработная плата научного руководителя составила, руб.:

$$Z_{осн} = 2163,2 \times 8 = 17305,6.$$

Основная заработная плата студента составила, руб.:

$$Z_{осн} = 130,55 \times 73 = 9530,15.$$

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы научного руководителя и студента

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$,руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$,руб.
Научный руководитель	19500	0,3	0,3	1,3	40560	2163,2	8	17305,6
Студент	1854	-	-	1,3	2410,2	130,55	73	9530,15
Итого $Z_{осн}$:								26835,75

1.19. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ТЕМЫ

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \times Z_{\text{осн}}, \quad (51)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15);

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 18 – Дополнительная заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная	17305,6	9530,15
Дополнительная	2336,256	1286,57
Итого, руб:	30458,58	

1.20. ОТЧИСЛЕНИЯ ВО ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ (СТРАХОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (52)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина отчислений во внебюджетные фонды научного руководителя, руб.:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,271 \times (17305,6 + 2336,256) = 5322,94.$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды студента, руб.:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,271 \times (9530,15 + 1286,57) = 2931,33.$$

1.21. НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей } 1 \div 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (53)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Накладные расходы составили, руб.:

$$Z_{\text{накл}} = (711,7 + 30458,58 + 8254,27) \div 4) \times 0.16$$

$$= 1576,98.$$

1.22. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ЗАТРАТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 19 – Расчёт бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма,руб.	Доля от общих затрат, %
Материальные затраты НИИ	711,7	1,74
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	26835,75	65,45
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3622,83	8,84
Отчисления во внебюджетные фонды	8254,27	20,13
Накладные расходы	1576,98	3,85
Бюджет затрат ВКР	41001,53	100

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Во время трудовой деятельности работник подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения его здоровья от неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологической составляющей трудовой деятельности.

Рабочим местом является компрессорный цех станции, включающий в себя галерею нагнетателей и машинный зал. Взаимное расположение всех элементов рабочей зоны должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Не менее важное значение придается характеру работ. Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов.

Раздел «Социальная ответственность» разрабатывается с целью обеспечения производственной безопасности человека, сохранения работоспособности в процессе деятельности на объекте путём анализа вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих ГПА на КС и предложения мер защиты от них, а также повышения его производительности труда и охраны окружающей среды.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» эксплуатируются три вида газоперекачивающих агрегата: ЭГПА – 4,0; ГПА 10-01; ГПА-16М-10 «Урал».

При работе ГПА в атмосферу выбрасываются такие вещества, как: оксид азота, оксид углерода и диоксид углерода с отработавшими газами (продуктами сгорания), углеводороды предельные, углеводороды алифатические предельные, метан, смесь углеводородов (без метана), бенз(а)пирен, масло минеральное нефтяное [14].

1.23. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

ГПА в основном опасны наличием в них природного газа, перекачиваемого нагнетателем под большим давлением топливного газа, обеспечивающего работу ГТУ и большого количества турбинного масла в маслоагрегатах двигателя и нагнетателя.

Основные факторы воздействия газокompрессорной установки на окружающую среду – это выбросы вредных веществ в атмосферу, токсичные отходы, шум и вибрация, тепловое воздействие [17].

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 20 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании и ремонте ГПА». Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [18].

Таблица 20 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании и ремонте ГПА

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Запуск технологических установок; 2) Эксплуатация технологических установок; 3) Ремонт и обслуживание технологических установок; 4) Гидравлические испытания; 5)	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Недостаточная освещённость рабочей зоны; 5. Наличие значительного количества	1. Движущиеся машины и механизмы, грузоподъёмные устройства; 2. Пожароопасность; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под повышенным давлением); 4. Повышенное значение напряжения в	ГОСТ 12.1.003-83 [18] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [19] ГОСТ 5542-2014 [20] ОСТ 51-45-76 [21] ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. 2000 г. [22] ГОСТ 12.1.012-2004 [23] ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [25] ГОСТ Р 55710-2013 [26] СП 52.13330.2011 [27] ГОСТ 24940–96 [28] МУ ОТ РМ 01-98/МУ 2.2.4.706-98 [29]

	пожароопасных веществ.	электрической цепи; 5. Повышенный уровень статического электричества.	СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [30] СТО Газпром 2-1.19-540-2011 [31] МУ № 4181-86 [32] СТО Газпром 2-3.5-039-2005 [13] ГОСТ 12.2.003-91 [33] ГОСТ 12.4.125-83 [34] ПУЭ [35] ПЭЭП [36] ГОСТ 12.1.038-82 [37] ГОСТ 12.2.007.0-75 [38] ГОСТ 12.2.007.3-75 [39] ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [40].
--	------------------------	--	--

Примечание: Пожароопасность описана в п. как ЧС

Анализ выявленных вредных факторов

Персонал, обслуживающий и осуществляющий ремонт частей и деталей ГПА подвержены воздействию следующих вредных факторов (табл.20).

1. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Технологические процессы ГПА являются источником сильного шумового воздействия на здоровье работников, непосредственно участвующих в технологических процессах. Наиболее значимыми источниками шума ГПА на КС являются: газотурбинный двигатель, компрессор, нагнетатель и вентиляторы – их называют первичными источниками. ГПА являются источниками аэродинамического и механического шума: первые порождаются неоднородностью потоков воздуха и вихреобразованием на всасывании в компрессор, пульсациями давления в камере сгорания ГТУ, скоростью и давлением отработанных газов на выхлопе турбины, колебаниями давления и неоднородностью потока во всасывающем и выхлопном трактах нагнетателя. Из-за взаимодействий металлических частей агрегата, вызванных дисбалансами роторов и отклонениями геометрических размеров подшипниковых узлов возникают механические шумы ГПА.

В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Как правило, шум

затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, увеличивает риск артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы, а также повышает утомляемость в процессе трудовой деятельности.

На рабочем месте допускается такой уровень шума, который не вызывает значительного беспокойства и существенных изменений показателей функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму [19].

Так, в таблице 21 по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 предельно допустимый уровень звука на рабочем месте для трудовой деятельности не должен превышать 65-75 дБ.

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [19]

Категория напряжённости трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Лёгкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжёлый труд 1 степени	Тяжёлый труд 2 степени	Тяжёлый труд 3 степени
Напряжённость лёгкой степени	80	80	75	75	75
Напряжённость средней степени	70	70	65	65	65
Напряжённый труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряжённый труд 2 степени	50	50	-	-	-

Примечания:

- для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления - на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений табл. 1 (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае - на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума - 125 дБА.

Основные методы борьбы с шумом на участке объекта:

- снижение шума в источнике (увеличение габаритов блоков шумоглушения в трактах всасывания и вхлопа; использование многосекционных глушителей;

применение новых звукопоглощающих материалов; шумоглушение комбинированного типа с использованием звукопоглотителей и звукоотражающих элементов);

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): вкладыши, наушники, соблюдение режима труда и отдыха.

2. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны

В воздухе помещений так же, как и в атмосферном воздухе всегда содержится мылкая и крупная пыль. В сильно запылённом воздухе рабочей среды дыхание становится затруднённым, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к лёгочным заболеваниям. При продолжительном действии пыли, в качестве неблагоприятного воздействия, на органы дыхания человека может развиваться профессиональное заболевание – пневмокониоз или аллергические заболевания.

Повышенное содержание пыли в воздухе при поступлении в осевой компрессор может вызвать эрозионный износ лопаток ротора, загрязнение проточной части, привести к снижению его КПД, к заносу систем охлаждения и, как следствие, к снижению мощности самой газотурбинной установки.

В ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [22] прописаны требования к допустимому содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны. ПДК фиброгенного действия пыли в зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м³. Для других видов пыли ПДК колеблется от 2 до 10 мг/м³. Предельно допустимая среднесуточная концентрация металлической пыли в воздухе рабочей зоны не должно превышать 0,15 мг/м³, а максимально разовая – 0,5 мг/м³.

Загазованность воздуха рабочей зоны относится к группе вредных производственных и физически опасных для человека факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [17].

Природный газ способен вызывать у человека три степени отравления: лёгкую, среднюю и тяжёлую. При отравлении у человека может наблюдаться слабость, шум в ушах, стук в висках, усиленное сердцебиение, головокружение, появление тошноты и рвоты, головная боль, сонливость. При тяжелой степени отравления пострадавший теряет сознание и останавливается дыхание.

Для алифатических предельных углеводородов согласно ГОСТ 5542-2014 максимальная разовая ПДК в воздухе рабочей зоны (в пересчёте на углерод) составляет 300 мг/м³[20].

За концентрацией природного газа в воздухе требуется постоянный, регулярный контроль, в целях соблюдения норм и критериев, своевременного обнаружения утечек газа из установок. Контроль воздуха рабочей зоны осуществляют по разработанной в ПАО Газпром инструкции.

При содержании транспортируемого газа в воздухе помещений выше 20 % от НКПВ (1 % объёмных по метану) эксплуатацию неисправного оборудования прекращают [29].

Отбор проб воздуха рабочей среды газоанализатором следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках, где наиболее вероятное выделение природного газа. Согласно ОСТ 51-45-76 необходимо устанавливать не менее одного датчика на 100 м² площади помещения [31].

Основные методы борьбы с запылённостью и загазованностью на участке объекта:

- оптимальный выбор площадки расположения КС (должна учитываться роза ветров) и конструкции воздухозаборных устройств;
- улучшение конструкции воздухозабора;
- увлажнение воздуха рабочей среды;
- проведение регулярного контроля загазованности рабочей зоны;
- соблюдение требований безопасности;
- применение СИЗ: респираторы, рациональная организация труда и отдыха работающих.

3. Повышенный уровень вибрации

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм [23].

С вибрационной точки зрения ГПА представляет собой сложную динамическую систему, состоящую из роторов, подшипниковых опор, корпусов и фундамента, которые способны возбуждать, воспринимать и усиливать вибрации. САУ ГПА должна включать в себя систему контроля и защиты по вибрации.

По источнику возникновения вибраций компрессорный цех относится к рабочему месту 3 категории типа «а», где вибрация присутствует на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий [25].

Таблица 22 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «а» [25]

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o, Y_o, Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с · 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

Основные меры для снижения уровня вибрации ГПА:

- вибродиагностирование ГПА;
- установка динамических вибропоглотителей опор;
- динамическая и статическая балансировка.

4. Недостаточная освещённость рабочей зоны

Недостаточная освещённость рабочей зоны вызывает быструю усталость и болезни глаз, снижает внимательность и значительно уменьшает производительность труда, а также увеличивает вероятность несчастных случаев на производстве.

О том, что средняя освещённость на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк изложено в ГОСТ Р 55710-2013 [26].

Эвакуационное освещение должно обеспечивать наименьшую освещённость на полу основных проходов (или на земле) и на ступенях лестниц: в помещениях – 0,5 лк, на открытых территориях – 0,2 лк. Неравномерность эвакуационного освещения (отношение максимальной освещённости к минимальной) по оси эвакуационных проходов должна быть не более 40:1 [41].

Рекомендуется следующий порядок осуществления мероприятий по устройству искусственного освещения:

- системы освещения следует выбирать в соответствии с данными, приведенными в [41] таблицах 2 и 3;
- при наличии крупногабаритного оборудования должно предусматриваться локализованное размещение осветительных приборов относительно оборудования;
- в помещениях с полностью автоматизированным технологическим процессом, где требуется наблюдение за ходом производства (компрессорные и т.п.), для ремонта и наладки оборудования следует предусматривать переносное освещение;

- для освещения производственных помещений высотой до 6 м следует использовать люминесцентные лампы. При отсутствии специальных требований к цветоразличению необходимо применять лампы белого света.

Анализ выявленных опасных факторов

1. Движущиеся машины и механизмы, грузоподъёмные устройства в компрессорном цехе

Все движущиеся машины и механизмы в любой промышленности могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника. Источниками такого опасного фактора являются непосредственно сами машины, механизмы и устройства. Движение машин представляет собой сложный процесс, в которых участвуют различные виды энергии, следовательно, можно предположить, что телесные повреждения, которые они вызывают, должны быть достаточно серьёзными.

Грузоподъёмные механизмы (ГПМ) на КС (таль электрическая, таль ручная, кран мостовой, домкраты, лебёдки, тельферы) должны быть проверены на соответствие грузоподъёмности, все их операции по перемещению ответственных грузов (роторов, деталей, весом приблизительно равных грузоподъёмности крана) должны производиться под руководством лица, ответственного за ГПМ, перед началом работы обязательно должна производиться проверка исправности ГПМ и тормозящих устройств.

Меры по снижению риска травматизма работников из-за движущихся объектов:

- коллективные средства защиты: устройства, препятствующие появлению работника в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решёток, экранов и кожухов. Запрещена работа со снятым или неисправным ограждением;
- соблюдение профилактических мер (систематические проверки наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и

механизмов; плановые и внеплановые проверки пусковых и тормозных устройств; проверки состояния оборудования и своевременное устранение дефектов);

- применение СИЗ: защитные каски.

2. Давление (разрушение аппарата, работающего под повышенным давлением)

Одним из опасных факторов ГПА является наличие в них природного газа, перекачиваемого нагнетателем под большим давлением топливного газа, обеспечивающего работу газотурбинной установки. Запрещено устранять обнаруженную неисправность на оборудовании под давлением [30].

В связи с этим для обеспечения безопасности работников и осуществления технологического процесса устанавливаются манометры для контроля за давлением в аппаратах и трубопроводах. Превышение допустимых значений рабочего давления может привести к взрыву.

Для исключения опасных случаев необходимо соблюдать требования к монтажу, устройству, ремонту и эксплуатации оборудования, находящегося под избыточным давлением.

3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Обслуживающий персонал подвергается воздействию электрического тока при эксплуатации средств автоматизации. Возможны два варианта прикосновения человека к сети: 1) между двумя фазами – двухфазное и 2) между фазой и нулевой точкой – однофазное. Двухфазное включение считается более опасным, так как к человеку прикладывается линейное напряжение сети.

Электрический ток крайне негативно влияет на организм человека, в частности:

- поражает кожные, слизистые покровы человеческого тела;
- поражает центральную нервную систему;
- поражает внутренние органы, оставляет необратимые последствия в работе таких органов как сердце, почки и печень.

Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека должны проводиться мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- проведение инструктажей по электробезопасности;
- применение различных плакатов, знаков безопасности для визуального предупреждения работников;
- проведение аттестации по знаниям безопасности при работах на электроустановках;
- необходимость соблюдения правил установки электроустановок [35], правил эксплуатации электроустановок потребителей при эксплуатации средств автоматизации [36];
- изолирование всех токоведущих частей электрических устройств должны изолироваться ($R_{из} \geq 0,5 \text{ МОм}$);
- заземление или зануление;
- наличие защитных корпусов (кожухов) у всех устройств, находящихся под напряжением электрического тока;
- наличие у устройств световых индикаторов включения в сеть;
- применение работником средств индивидуальной защиты (диэлектрических сапог и ковров, перчаток).

4. Повышенный уровень статического электричества

Статическое электричество образуется при трении двух диэлектриков друг о друга или диэлектриков о металл, при этом на поверхности трущихся веществ могут накапливаться заряды. При достижении определённой величины может произойти разряд, который способен вызвать воспламенение горючей смеси.

В данном случае при движении потоков сжатых газов по трубопроводам в результате их трения о стенки труб и резервуаров возникают заряды статического электричества. Эти заряды вызывают искрение между протекающими газами и заземлёнными частями трубопроводов, резервуаров,

эстакад и землёй. Такое искрение в среде с наличием взрывоопасных паров и газов может привести к пожарам и взрывам.

Для отвода зарядов статического электричества с металлических частей оборудования, трубопроводов и электроконструкций КС применяют заземление. Защитное заземление является средством защиты персонала в помещении от возникновения искры и напряжения. Обязательному заземлению для отвода статического электричества подлежат все технологические трубопроводы и резервуары с горючими газами. Выполнение заземляющих устройств должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ. Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должна быть не выше 100 Ом [40].

В тех случаях, когда оборудование и конструкции, подлежащие заземлению от статического электричества, уже присоединены к заземляющим устройствам молниезащиты или защитным занулению и заземлению электроустановок, особого заземления для защиты от статического электричества не требуется.

1.24. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при эксплуатации ГПА первоочередной задачей является определение конкретных источников такого рода воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и водные ресурсы, атмосферный воздух. Загрязнение вредными веществами и химическими элементами атмосферного воздуха является главной проблемой.

Для магистральных трубопроводов углеводородного сырья, компрессорных установок, создаются санитарные разрывы (санитарные полосы отчуждения) [42].

Минимальные расстояния от компрессорных станций устанавливаются в соответствии с таблицей 23 [42].

Элементы застройки, водоемы	Разрывы в м для трубопроводов I-го и II-го классов с диаметром труб в мм							
	1 класс						2 класс	
	до 300	300 - 600	600 - 800	800 - 1000	1000 - 1200	более 1200	до 300	свыше 300
Города и поселки	500	500	700	700	700	700	500	500
Водопроводные сооружения	250	300	350	400	450	500	250	300
Малозэтажные жилые здания	100	150	200	250	300	350	75	150
Примечание. Разрывы устанавливаются от здания компрессорного цеха.								

В таблице 24 представлены источники негативного воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия. По приблизительным данным общее количество загрязняющих веществ, попадающих в окружающую среду, состоит на 98 % из жидких и газообразных веществ и лишь на 2 % – твёрдых.

Таблица 24 – Источники и загрязнители окружающей среды, их нормирование и методы защиты при эксплуатации КС

Компоненты ОС	Источники и основные загрязнители	Нормирование загрязнителей	Методы и средства защиты
Атмосфера	Выбросы выхлопных газов в качестве продуктов сгорания (оксиды азота, оксиды углерода и диоксиды углерода), природного газа	Предельно допустимый выброс (ПДВ) – это выброс такого количества вещества в атмосферу, при котором в зоне влияния источника загрязнения концентрация вещества с учётом действия других источников и других ингредиентов не превысит значения ПДК. ГОСТ 17.2.1.04-77 [43]; СТО Газпром 2-1.19-332-2009 [14]; СТО Газпром 2-1.19-128-2007 [44]	Для снижения вредных выбросов с продуктами сгорания ГТУ применяется метод впрыска воды или пара в камеру сгорания для снижения максимальной температуры газов в зоне горения; химическая очистка дымовых газов; модернизация камер сгорания и их горелочных устройств
Продолжение таблицы			

Компоненты ОС	Источники и основные загрязнители	Нормирование загрязнителей	Методы и средства защиты
Гидросфера	Производственная и хозяйственно-бытовая вода. Главные ЗВ: различные соли, метанол, остатки нефтепродуктов и бытовые отходы	Предельно допустимый сброс (ПДС) – это масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения качества воды в контрольном пункте (створе)	Совершенствование очистительных систем; проектирование и строительство новых очистительных систем, основанных на современных методах фильтрации сточных вод; применение очистительных систем на линиях промышленных стоков разбавление стоков (пассивный метод)
Литосфера	Производственные отходы при строительстве: древесина, шлам при проведении земляных работ, металлом и другие строительные отходы; при эксплуатации: отработанное моторное масло, отходы очистных сооружений канализаций	Нормативы на образование и размещение отходов, лимиты на размещение отходов. СТО Газпром 2-1.19-416-2010 [45]; СТО Газпром 2-3.5-529-2011 [46]	Обращение с образующимися отходами: размещение на собственных объектах хранения и захоронения (в основном золошлаковые отходы); передача отходов другим организациям для использования, обезвреживания, переработки и/или размещения и для более активного обезвреживания в собственном производстве

1.25. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

На КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- пожары (взрывы);
- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ и т.д.

В газодобывающей и газотранспортной промышленности велик риск возникновения техногенных аварий.

На компрессорной станции наибольшую опасность представляет возможность образования взрывоопасных смесей природного газа с воздухом.

Наиболее вероятными причинами их образования могут быть:

- выбросы веществ при нарушениях технологического режима работы оборудования и несоблюдение мер безопасности, предусмотренных регламентами работ и инструкциями по эксплуатации оборудования;
- неплотные фланцевые соединения оборудования и трубопроводов с опасными веществами;
- выделение вредных и опасных веществ при ремонте и разборке оборудования и трубопроводов.

Применение в газоопасных зонах искрообразующего инструмента или производство работ в "газоопасных зонах" с применением открытого огня могут стать причинами взрыва при наличии взрывоопасных концентраций.

При эксплуатации основных производственных процессов предприятий газовой промышленности следует руководствоваться технологическим регламентом, противопожарными требованиями соответствующих глав ведомственных норм и правил. Газотурбинные установки должны соответствовать их техническому паспорту.

1.26. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работодатель несёт социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору. Обязательной составляющей социальной ответственности является соблюдение законов (налоговое законодательство, трудовой и гражданский кодекс).

В соответствии с законодательным регулированием РФ, на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ и т.д.).

Согласно ТК РФ, № 197-ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с ФЗ;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных ФЗ, до устранения такой опасности;
- обучение безопасным методам и приёмам труда за счёт средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с ТК, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [47].

1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для предотвращения опасных ситуаций во время обслуживания или проведения ремонтных работ каждый сотрудник должен получить допуск к выполнению работ и пройти аттестацию по охране труда и пожарной безопасности. Работник, принимаемый на должность, должен иметь соответствующее образование, свидетельство и удостоверение для выполнения работ. Работники на всей территории станции должны работать в защитной каске, должны уметь пользоваться средствами пожаротушения, а также содержимым аптечки первой помощи.

Правильный выбор рабочей позы с возможностью ее перемены исключает или сводит к минимуму вредное влияние работы на организм человека.

Удобное и рациональное расположение инструментов, приспособлений при ремонтных работах исключает лишние, непроизводительные движения. Инструменты следует располагать на рабочем месте с учётом частоты их употребления, т.е. более часто употребляемые – в оптимальной рабочей зоне, менее часто употребляемое – в зоне досягаемости рук без наклонов туловища, редко употребляемые – в более отдалённой зоне.

Таким образом, рациональная организация рабочего места повышает производительность труда и значительно снижает утомляемость рабочих.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе изучены состав и назначение компрессорных станций магистрального газопровода, виды газоперекачивающих агрегатов, эксплуатируемых в ООО «Газпром трансгаз Томск»: рассмотрены их краткие характеристики, состав и принцип работы; изучены стандарты организации ПАО «Газпром», на основе которых рассчитаны удельные, массовые и валовые выбросы загрязняющих веществ на примере газоперекачивающего агрегата ГПА 10-01 с типом двигателя ДР-59Л, который используется в КС «Омская» Омского ЛПУМГ.

Порядок расчёта определён в соответствии со СТО Газпром 2-1.19-541-2011 Учет валовых выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Расчёт параметров выбросов загрязняющих веществ выполняется по результатам экспериментальных замеров. Валовые выбросы ЗВ в атмосферный воздух при эксплуатации ГПА-10-01 определены по расчётным параметрам загрязняющих атмосферу веществ с учётом удельных выбросов ЗВ. Удельные выбросы загрязняющих веществ вычислены по уровню приведённой концентрации ЗВ в отходящих газах газоперекачивающего агрегата, мощности выброса ЗВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экология природных ресурсов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://oblasti-ekologii.ru>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 01.05.2018).
2. Официальный сайт ПАО «Газпром» Информаторий. Компрессорная станция [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/compressor-station/>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 01.12.2017).
3. Добыча нефти и газа, книги о бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Оборудование компрессорной станции газопровода [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://rengm.ru/rengm/oborudovanie-kompressornoy-stancii-gazoprovoda.html>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 01.12.2017).
4. Компрессорные станции магистральных газопроводов: учебное пособие / А.А. Коршак. – Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 157, [1] с. – (Высшее образование).
5. Компрессорная станция магистральных газопроводов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.turbunist.ru/31606-kompressornaya-stanciya.html>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 01.12.2017).
6. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
7. Официальный сайт ООО «Газпром трансгаз Томск». О компании [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://tomsk-tr.gazprom.ru/>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 11.12.2017).
8. Руководство по эксплуатации. Техническое описание ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р.

9. СТО Газпром 2-1.19-541-2011. Учет валовых выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. — Взамен РД 51-166-92; введ. 2011-08-26. — Москва: ООО «Полиграфический комплекс Локус Станди», 2011. — 43с.
- 10.Руководство по эксплуатации. Техническое описание ГПА-10-01.
- 11.Руководство по эксплуатации. Техническое описание ЦБН Н-235-24-1.
- 12.Zarnovsky, J., Petřková, V., Drlička, R., Dobránský, J. (2013). Air quality improvement by reduction of gas turbines emissions. Journal of Applied Mechanics and Materials (308), pp. 159-164. URL: <https://www.scientific.net/AMM.308.159> (дата обращения 05.04.2018).
- 13.СТО Газпром 2-3.5-039-2005. Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. — Взамен РД 51-162-92; введ. 2005-12-15. — Москва: 2005.
- 14.СТО Газпром 2-1.19-332-2009. Технические нормативы выбросов. Газоперекачивающие агрегаты ОАО «Газпром»; введ. 2009-07-15. — Москва: 2009.
- 15.СТО Газпром 2-1.19-540-2011 Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа. — Взамен РД 51-100-85; Р 51-141-89; введ. 2011-08-15. — Москва: ОАО "Газпром", 2011. – 110 с.
- 16.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с
- 17.Vasiliev, V.U. (2016). Factors of Environmental Safety and Environmentally Efficient Technologies Transportation Facilities Gas Transportation Industry. Ecology and Safety in the Technosphere Conference: Current Problems and Solutions. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/50/1/012003/meta> (дата обращения 09.04.2018).

- 18.ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. — Взамен ГОСТ 12.0.003-74; введ. 2017-03-01. — Москва: Стандартинформ, 2016.
- 19.ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. — Взамен ГОСТ 12.1.003-76; введ. 1984-07-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002.
- 20.СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. — Взамен СанПиН 3077-84; СанПиН 3223-85; 2411-81. Гигиенические рекомендации по установлению уровней шума на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести труда; введ. 1996-10-31. — Москва: Минздрав России, 1997.
- 21.ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. — Взамен ГОСТ 5542-87; введ. 2015-07-01. — Москва: Стандартинформ, 2015.
- 22.ОСТ 51-45-76. Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности; введ. 1977-02-01. — Москва: 1976.
- 23.ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. — Взамен ГОСТ 12.1.005-76; введ. 1989-01-01. — Москва: Стандартинформ, 2008.
- 24.ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. — Взамен ГОСТ 12.1.012-90; введ. 2008-07-01. — Москва: Стандартинформ, 2010.
- 25.ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1. Общие требования; введ. 2008-07-01. — Москва: Стандартинформ, 2008.
- 26.СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. —

- Взамен СанПиН 3041-84; СанПиН 3044-84; СанПиН 1304-75; введ. 1996-10-31. — Москва: Информационно-издательский центр, 1997.
- 27.ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений; введ. 2014-07-01. — Москва: Стандартинформ, 2016.
- 28.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. — Взамен СНиП 23-05-95*; введ. 2011-05-20. — Москва: Минрегион России, 2011.
- 29.ГОСТ 24940-96. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности. — Взамен ГОСТ 24940-81; введ. 1997-01-01. — Москва: Минстрой России, ГУП ЦПП, 1997.
- 30.МУ 2.2.4.706-98/МУ ОТ РМ 01-98. Оценка освещения рабочих мест; введ. 1998-09-01. — Москва: 1999.
- 31.СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. — Взамен ВРД 39-1.10-006-2000*; введ. 2010-05-24. — Москва: 2010.
- 32.СТО Газпром 2-1.19-540-2011. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при добыче, транспорте и хранении газа; введ. 2011-08-15. — Москва: 2011.
- 33.МУ № 4181-86. Методические указания по газохроматографическому измерению концентраций метилмеркаптана, этилмеркаптана, диметилдисульфида и метанола в воздухе рабочей зоны; введ. 1986-11-06. — Москва: Министерство здравоохранения СССР, 1987.
- 34.ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. — Взамен ГОСТ 12.2.003-74; введ. 1992-01-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001.
- 35.ГОСТ 12.4.125-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация; введ. 1984-01-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2003.

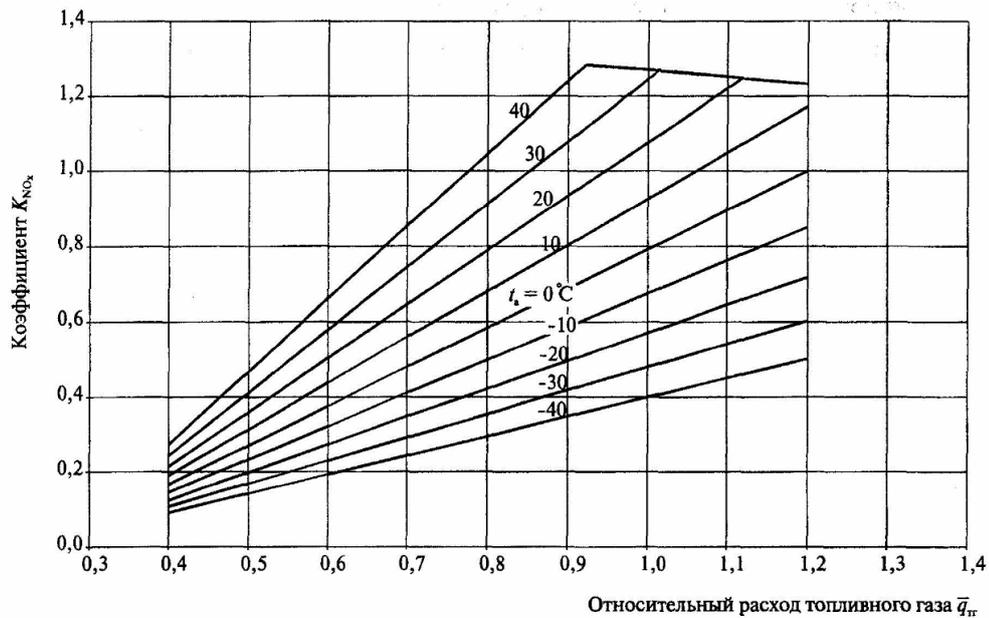
- 36.Правила устройства электроустановок (ПУЭ); введ. 2002-07-08. — Москва: 2002.
- 37.Правила эксплуатации электроустановок потребителей; введ. 2003-11-13. — Москва: 2003.
- 38.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов; введ. 1983-07-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001.
- 39.ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности; введ. 1978-01-01. — Москва: Стандартиформ, 2008.
- 40.ГОСТ 12.2.007.3-75. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности; введ. 1978-01-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001.
- 41.ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества; введ. 1984-01-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2003.
- 42.СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения; введ. 2005-03-18. — Москва: Обществом с ограниченной ответственностью «Информационно-рекламный центр газовой промышленности» (ООО «ИРЦ Газпром»), 2005.
- 43.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов; введ. 2007-09-25. — Москва: 2014.
- 44.ГОСТ 17.2.1.04-77. Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения; введ. 1978-07-01. — Москва: ИПК Издательство стандартов, 2004.
- 45.СТО Газпром 2-1.19-128-2007. Технические нормы выбросов и утечек природного газа от технологического оборудования; введ. 2008-02-21. — Москва: ИД Полиграфия, 2007. — 58с.

- 46.СТО Газпром 2-1.19-416-2010. «Производственный экологический контроль в области обращения с отходами. Порядок организации и ведения»; введ. 2010-12-10. — Москва: 2010.
- 47.СТО Газпром 2-3.5-529-2011. Утилизация отходов очистки природного газа на компрессорных станциях и магистральных газопроводах; введ. 2011-07-20. — Москва: 2011.
- 48.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения 12.05.2018).

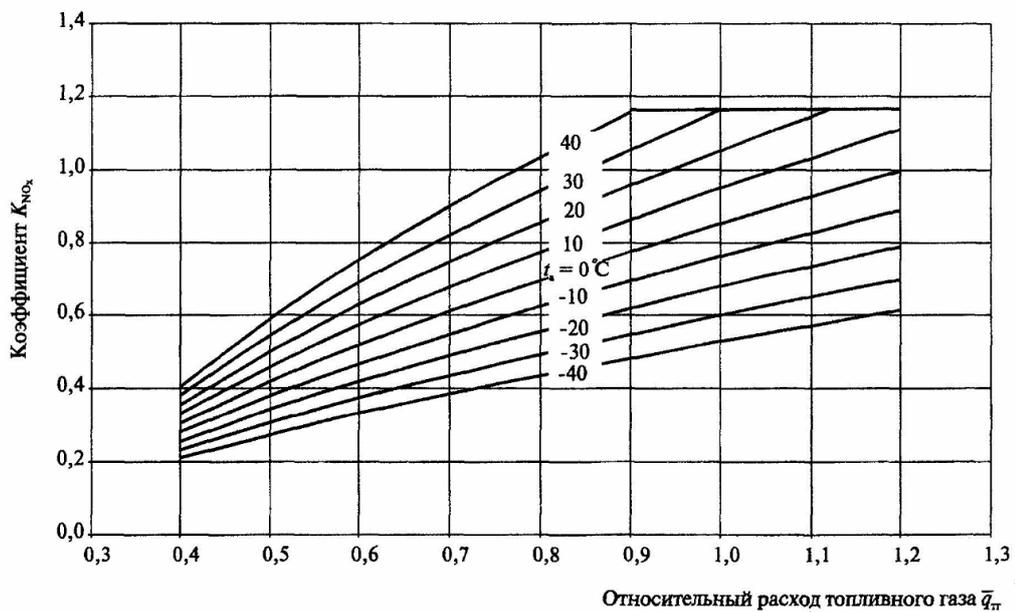
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Зависимость коэффициента K_{NO_x} от относительного расхода топливного газа и температуры воздуха (газотурбинные установки регенеративного типа, газотурбинные установки с регулируемой силовой турбиной) [9]



Зависимость коэффициента K_{NO_x} от относительного расхода топливного газа и температуры воздуха (газотурбинные установки безрегенеративного типа, газотурбинные установки с нерегулируемой силовой турбиной) [9]



Характеристика ИВ и ИЗА КС «Омская» ПАО «Газпром трансгаз Томск»

Производство	Цех	Источники выделения ЗВ		Число часов работы в год	Наименование ИВ вредных веществ	Число ИВ	Номер ИЗА	Высота ИВ, м	Диаметр устья трубы, м	Параметра газозвушной смеси на выходе из ИВ		
		Наименование	Кол-во ист.							Скорость, м/с	Объём на 1 трубу, м³/с	Т, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
001		газоперекачивающий аппарат ГПУ-10-01	1	4344		1	0216	12.3	2.8	21.12	130.05	333.4
002		газоперекачивающий аппарат ГПУ-10-01	1	4344		1	0217	12.3	2.8	21.12	130.05	333.4
003		продувочная свеча на агрегате	1	1.2		1	0218	12	0.2	53.16	1.67	12
004		продувочная свеча на агрегате	1	1.2		1	0219	12	0.2	53.16	1.67	12
005		продувочная свеча пуска-останова на агрегате	1	2.55		1	0220	6	0.1	190.9	1.5	6
006		продувочная свеча пуска-останова на агрегате	1	2.55		1	0221	6	0.1	190.9	1.5	6
007		резервуар	1	8760		1	0222	5	0.05	5.09	0.01	25

		чистого масла для двигателя										
008		резервуар отработанного масла для двигателя	1	8760		1	0223	5	0.05	5.09	0.01	25
009		резервуар чистого масла для нагнетателя	1	8760		1	0224	5	0.05	5.09	0.0099942	25
010		резервуар отработанного масла для нагнетателя	1	8760		1	0225	5	0.05	5.09	0.01	25

Удельные выбросы загрязняющих веществ с отходящими газами ГПУ-10 [9]

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Значение
Мощность в стационарных условиях	N_e	МВт	10,0
Эффективный КПД в стационарных условиях	η_e	%	27,6
Расход топливного газа	$q_{ТГ}$	м ³ /ч	3905
	$G_{ТГ}$	кг/с	0,723
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	T_1	К	1058
Температура воздуха на входе в камеру сгорания	T_5	К	603
Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины)	T_2	К	623
Температура продуктов сгорания на выхлопе ГТУ (на срезе выхлопной трубы)	T_6	К	603
Расход циклового воздуха	G_3	кг/с	80,75
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины)	G_2	кг/с	81,5
	Q_2	м ³ /с	63,5
Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопной трубы)	G_6	кг/с	86,7
	$Q_{6ф}$	м ³ /с	140,3
Степень повышения давления воздуха в компрессоре	ϵ_k	-	10,1
Коэффициент избытка воздуха	α_B	-	6,50
Содержание кислорода в сухих продуктах сгорания	O_2	%	18,1
Содержание диоксида углерода в сухих продуктах сгорания	CO_2	%	1,65
Концентрация в сухих продуктах сгорания: - оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – оксида углерода	C_{NO_x}	мг/м ³	69
	C_{CO}	мг/м ³	29
Приведенная концентрация (при условной концентрации кислорода 15 % в сухих продуктах сгорания): - оксидов азота - оксида углерода	$C_{NO_x}^{15}$	мг/м ³	145
	C_{CO}^{15}	мг/м ³	60

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Значение
Мощность выброса: - оксидов азота - оксида углерода	M_{NO_x}	г/с	4,37
	M_{CO}	г/с	1,81
Удельный выброс (индекс выброса) на единицу топливного газа: - оксидов азота - оксида углерода	$m_{NO_x}^{TR}$	г/м ³	4,03
	m_{CO}^{TR}	г/м ³	1,81
Удельный выброс на единицу теплоты: - оксидов азота - оксида углерода	m_{NO_x}	г/ГДж	120,58
	m_{CO}	г/ГДж	49,89
Удельный выброс на единицу работы: - оксидов азота - оксида углерода	$m_{NO_x}^N$	г/кВт·ч	1,58
	m_{CO}^N	г/кВт·ч	0,65
Высота выхлопной трубы (шахты)	H	м	12,2
Диаметр (размеры) выхлопной трубы (шахты)	D	м	2,6x3,0
Площадь сечения выхлопных труб (шахт)	S	м ²	7,8
Скорость продуктов сгорания на срезе выхлопной трубы (шахты)	V	м/с	18,0
Коэффициент соответствия нормативным требованиям:			
- оксидов азота	\bar{C}_{NO_x}	-	1,5
- оксида углерода	\bar{C}_{CO}	-	1,7

Удельные выбросы природного газа при пуске ГПУ-10 [15]

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в стационарных условиях, МВт	Потребление пускового газа (пуск + холодная прокрутка), кг	Расчетный объем выбросов природного газа Q, м ³	Время запуска (без учета предпусковой подготовки), мин	Мощность выброса метана, г/с	Расход газа, м ³ /с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс па единицу тепловой мощности, г/ГДж	Удельный выброс на единицу подачи газа, г/тыс. м ³	Удельный выброс на единицу работы		
											г,/кВт·ч	м ³ /кВт·ч	кг у.т./кВт
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	1200	1764,7	15	1333,3	1,961	1229,2	36773,4	3200,0	480,0	2,118	2,435

Удельные выбросы сравливаемого природного газа при остановке ГПА [15]

Тип ГПА	Обозначение и тип привода	Мощность в станционных условиях, МВт	Усредненный нормальный объем выбросов при остановке ГПА, м ³	Мощность выброса метана, г/с	Удельный выброс на единицу топливного газа, г/м ³	Удельный выброс на единицу тепловой мощности, г/ГДж	Удельный выброс на единицу подачи газа, г/тыс. м ³	Удельный выброс на единицу работы		
								г/кВтч	м ³ /кВтч	кгу.т./кВт
ГПУ-10	ДР-59 судовой	10	1258	2851,5	2628,8	78643,5	6843,5	1026,5	1,510	1,736