

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»

УДК 621.51 – 048.35: 622.279 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Ершова Т.В.		19.05.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н, доцент		19.05.2016 г.

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		16.04.2016 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		10.05.2016 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов) <i>Профессиональные компетенции</i>
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки новых материалов.
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач.
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения.
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства.
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в <i>сложных</i> и <i>неопределенных</i> условиях.
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.

					«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Планируемые результаты обучения по ООП	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	2	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

*Универсальные компетенции*

- P7      Использовать глубокие знания по *проектному менеджменту* для ведения *инновационной* инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.
- P8      Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.
- P9      Эффективно работать индивидуально, в качестве *члена и руководителя группы*, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность *следовать корпоративной культуре* организации.
- P10     Демонстрировать *глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов* инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах *устойчивого развития*.
- P11     *Самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности.

					Планируемые результаты обучения по ООП	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

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

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 19.05.2016 А.В. Рудаченко  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б11	Ершовой Татьяне Владимировне

Тема работы:

«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

29.03.2016 г. №2401/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Производительность КС – 28 - 32млн м<sup>3</sup>/сут., в течение суток меняется на 30-40 процентов.  
Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.  
Схема работы 4 ЭГПА (3 раб.+1рез.) с неполнонапорными нагнетателями.  
Давление газа:  
– на входе ЭГПА 3,5 – 4,2 МПа;  
– на выходе ЭГПА 4,5 – 5,2 МПа.  
Температура газа:  
на входе ЭГПА +3 °С;  
на выходе ЭГПА + 30 °С;

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проведение обзора современной литературы по указанной тематике.</li> <li>2. Характеристика объекта исследования</li> <li>3. Проведение технологического расчета объекта исследования.</li> <li>4. Основные технологические решения по реконструкции КС и этапы их выполнения.</li> <li>5. Социальная ответственность</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема компрессорной станции</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Белозерцева Ольга Викторовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Технологический расчет магистрального газопровода</p>	<p>Чухарева Наталья Вячеславовна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>30.10.2015 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»</p>	<p>Герасимов А.В.</p>	<p>к.т.н, доцент</p>		<p>30.10.2015 г.</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б11</p>	<p>Ершова Татьяна Владимировна</p>		<p>30.10.2015 г.</p>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б11	Ершовой Татьяне Владимировне

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат (бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение эксплуатационных расходов направленные реконструкцию и техническое перевооружение КС
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать ставку дисконта 8 процентов, размер налога на прибыль 24 процента.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме

**Перечень графического материала:**

Годовой прирост производительности после реконструкции компрессорной станции магистрального газопровода
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	04.03.2016г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.03.2016 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б11	Ершова Татьяна Владимировна		04.03.2016 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б11	Ершовой Татьяне Владимировне

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат (бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	<p>Рабочее место находится в районе ██████████ магистрального газопровода ██████████. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</p> <p>При реконструкции газоперекачивающих агрегатов могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта природного газа.</p> <p>Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<p>СП 36 13330 2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;</p> <p>СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;</p> <p>Правила производства и приёмки работ»;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»;</p> <p>ГОСТ 12 2 003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»;</p> <p>ГОСТ 12 1 003-2014«ИИм Общие требования безопасности»;</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»;</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»;</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;</p> <p>ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	<p align="center"><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Климатические условия.</li> <li>2. Превышение уровня шума.</li> <li>3. Превышение уровня вибрации.</li> <li>4. Превышение уровней ионизирующих излучений.</li> <li>5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</li> <li>6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> <li>7. Повреждение в результате контакта с животными,</li> </ol>

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т ч грузопольёмные):</li> <li>2.электрическая дуга и искры при сварке:</li> <li>3.повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования материалов:</li> <li>4.взрывоопасность и пожароопасность;</li> <li>5.электрический ток.</li> </ol>
3. Опасна окружающей среды:	<p>При реконструкции газоперекачивающих агрегатов магистрального газопровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Реконструкция газоперекачивающих агрегатов сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха:</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод:</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>- изъятием земель.</li> </ul>
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной газгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара</p>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»:  ГОСТ12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ):  Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности. Оборудование компрессорное:  Общие требования безопасности 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91  «Сооружения промышленных предприятий».</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
Технологическая схема компрессорной станции к расчетному заданию: «Оценка массы газовых огнетушащих веществ машинного зала»	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		04.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Ершова Татьяна Владимировна		04.03.2016 г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	Характеристика объекта исследования	14
18.04.2016	Технологический расчет газопровода	14
25.04.2016	Основные технологические решения по реконструкции КС	13
29.04.2016	Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	13
04.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.04.2016	Социальная ответственность	12
04.05.2016	Заключение	11
06.05.2016	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н, доцент		30.10.2015 г.

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		30.10.2015 г.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определениями:

**Газоперекачивающий агрегат (ГПА):** установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

**Газопровод:** трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

**Газопровод магистральный:** комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

**Газотранспортная система:** совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы Единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

**Давление рабочее (нормативное):** устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода; определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

**Мощность КС (КЦ) установленная (рабочая):** сумма мощностей ГПА, установленных на КС (КЦ), измеряемых на муфтах газовых компрессоров (нагнетателей).

					«Реконструкция [ ] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	10	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рвляченко А.В.						

**Производительность газопровода:** количество газа м<sup>3</sup> при условиях по ГОСТ 2939: 293,15 К и 0,1013 МПа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц).

**Пропускная способность газопровода (участка газопровода):** расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

**Реконструкция магистрального газопровода:** совокупность мер по полному или частичному переустройству магистрального газопровода с целью повышения его полезных свойств и технико-экономических показателей.

**Станция компрессорная:** комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

**Транспорт газа:** технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

**Цех компрессорный:** составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения

<b>АУПТ</b>	- автоматическая установка пожаротушения
<b>ВКПР</b>	- верхний концентрационный предел
<b>ГДУ</b>	- газодинамические уплотнения
<b>ГОТВ</b>	- оценка массы огнетушащих веществ
<b>ГПА</b>	- газоперекачивающий агрегат
<b>ГРС</b>	- газораспределительная станция
<b>ГСМ</b>	- горючесмазочные материалы

<b>ГПЗ</b>	- газоперерабатывающий завод
<b>ГТС</b>	- газотранспортная сеть
<b>КПД</b>	- коэффициент полезного действия
<b>КС</b>	- компрессорная станция
<b>КЦ</b>	- компрессорный цех
<b>МГ</b>	- магистральный газопровод
<b>МИЖУ</b>	- модули изотермические для жидкой двуокиси углерода
<b>НКПР</b>	- нижний концентрационный предел
<b>НЦ</b>	- нагнетатель центробежный
<b>ПДВК</b>	- предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
<b>ПДК</b>	- предельно допустимая концентрация
<b>СИЗ</b>	- средства индивидуальной защиты
<b>УЗО</b>	- устройство защитного отключения
<b>УПИ</b>	- установка подготовки импульсного газа
<b>ЦПУ</b>	- циклонные пылеуловители
<b>ЭГПА</b>	- электроприводной газоперекачивающий агрегат

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.003 – 74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.029 – 80 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
3. ГОСТ 12.1.003 – 2014 Шум. Общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
5. ГОСТ 12.1.004 – 91 Пожарная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.007 – 76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
7. ГОСТ 12.1.008 – 76 Биологическая безопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 12.1.010 – 76 Взрывобезопасность. Общие требования.
9. ГОСТ 12.1.012 – 2004 Вибрационная болезнь. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.029 – 80 Средства и методы защиты от шума.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Классификация.

11. ГОСТ 12.1.030 – 81 Защитное заземление, зануление.
12. ГОСТ 12.1.038 – 82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 14202– 69Трубопроводы промышленных предприятий.
15. ГОСТ 17.1.3.06 – 82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
16. ГОСТ 17.1.3.13 – 86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
17. ГОСТ Р 22.0.01 – 94 Безопасность в ЧС. Основные положения.
18. ГОСТ Р 22.0.07 – 95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
19. ГОСТ Р 22.3.03 – 94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
20. ГОСТ 25812 – 83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
21. ГОСТ 54500.3.1 – 2011 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло
22. ГОСТ 30319.0 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 4 рис., 27 табл., 55 источников, 4 прил.

**Ключевые слова:** компрессорная станция, мощность, компрессорный цех газоперекачивающий агрегат, магистральный газопровод, производительность газопровода, пропускная способность газопровода, давление нормативное.

**Объектом исследования** является компрессорная станция

Цель работы – реконструкция компрессорной станции, эксплуатируемой на территории северного района Томской области для увеличения производительности магистрального газопровода «[REDACTED]».

В работе исследован путь по решению проблемы: малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование, для увеличения объема перекачки, производительности, экономии электроэнергии, повышения коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов безопасного и бесперебойного транспорта природного газа потребителю путем постепенной замены морально устаревшего оборудования КС, в том числе морально устаревших ГПА серии СТД газоперекачивающими агрегатами, не имеющие аналогов в мире, ЭГПА [REDACTED] «[REDACTED]»-[REDACTED] комплектующиеся неполнонапорными нагнетателями НЦ-[REDACTED].

Рассмотрены и приведены меры и мероприятия для безопасного ведения технологического процесса и предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и безопасности в чрезвычайных ситуациях. Выполнены экономические расчеты, подтверждающие эффективность реконструкции компрессорной станции.

В работе приведена оценка технологического состояния объекта, определены подготовительные и основные работы, монтаж оборудования.

Область применения. Разработанное техническое решение может быть применено в работе газотранспортной системы, могут быть использованы производственными и проектными организациями.

Экономическая эффективность/значимость работы. Стоимость реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции (капитальные вложения) составит [REDACTED] тыс. руб. на два года.

В целом реконструкция и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции эффективно.

Чистый дисконтированный доход больше нуля и составляет [REDACTED] млн. руб., срок окупаемости 14 лет, индекс доходности больше 1, внутренняя норма доходности больше 8%.

					«Реконструкция <span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span> компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	14	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

## Abstract

Final paper 110 p., 4 fig., 27 tabl., 55 citations, 4 applications.

**Key words:** compressor plant, power, compressor hall, gas compressor plant, gas pipeline, pipeline productivity, the capacity of the pipeline, the normative pressure.

Object of study. Compressor plant

The purpose of the work - the reconstruction of the compressor plant operated on the territory of the northern district of Tomsk region to increase performance of gas pipeline « [REDACTED] Gas Processing plant - [REDACTED] ».

The Final paper studied the way to solve the problem: low productivity, deterioration of equipment, outdated equipment to increase the pumping volume, productivity, save energy, improve the efficiency of the gas pumping units, a safe and continuous transportation of natural gas to the consumer through the gradual replacement of outdated equipment CP, including outdated gas compressor units STD series the gas compressor units, which have no analogues in the world, EGPU-[REDACTED] « [REDACTED] »-[REDACTED] completing incomplete pressure head superchargers SC-[REDACTED].

Are considered and listed actions and activities for the safe conducting the process and avoid the influence of harmful and toxic substances on the operating personnel and the environment in general. Listed measures for health and safety of construction and safety of emergency protection. Performed economic calculations, confirming the effectiveness of the reconstruction of the compressor plant.

Final paper consist of estimation of the technological state of the object, identified preparatory and major works, equipment installation.

Application area. Developed technical solution can be applied to the gas transportation system and it can be used by production and design organizations.

Cost-effectiveness/significance of work. The cost of reconstruction and technical re-equipment of motor-compressor station (capital investments) will be [REDACTED] thousand of roubles for two years.

In general, reconstruction and technical re-equipment of motor-compressor station are effective.

Net discounted income greater than zero and is RUB [REDACTED]. The payback period is 14 years, profitability index greater than 1, the internal rate of return greater than 8 %.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## Оглавление

		Стр.
	Введение	18
1	Обзор литературы	21
2	Характеристика объекта исследования	25
	2.1 Инженерно-геологические и климатические условия	25
	2.2 Характеристика параметров работы и технического состояния компрессорной станции до реконструкции	26
	2.2.1 Компрессорный цех	26
	2.2.2 Фактические режимы работы компрессорной станции	27
	2.2.3 Установка очистки газа	28
	2.2.4 Система подготовки импульсного газа и газа для собственных нужд	29
	2.2.5 Технологические трубопроводы	29
	2.2.6 Узел подключения компрессорной станции	30
	2.2.7 Выводы о необходимой реконструкции компрессорной станции	30
3	Технологический расчет магистрального газопровода	31
	3.1 Определение пропускной способности и производительности магистрального газопровода	32
	3.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков	34
	3.3 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков	38
	3.4 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата	43
4	Основные технологические решения по реконструкции КС	53
	4.1 Компрессорный цех	53
	4.1.1 Основные сведения о ГПА	53
	4.1.2 Газовая обвязка ГПА	56

					«Реконструкция ██████████ компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	16	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

	4.2 Установка очистки газа	57
	4.3 Система сбора конденсата	58
	4.4 Установка подготовки импульсного газа	59
	4.5 АГРС собственных нужд	60
	4.6 Основные технологические решения по реконструкции узлов подключения КС	61
5	Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	64
	5.1 Подготовительный этап проведения реконструкции	64
	5.2 Первый этап проведения реконструкции	64
	5.3 Второй этап проведения реконструкции	65
	5.4 Основные параметры после реконструкции	68
	5.5 Результаты проведенного исследования	68
6	Социальная ответственность	70
	6.1 Производственная безопасность	70
	6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	72
	6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
	6.1.3 Оценка массы газовых огнетушащих веществ (ГОТВ) для машинного зала	82
	6.2 Экологическая безопасность	84
	6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	89
	7.1 Капитальные вложения в реконструкцию	88
	7.2 Эксплуатационные расходы	90
	7.3 Оценка эффективности инвестиций	92
	Заключение	97
	Список использованных источников	98
	Приложение А Схема потоков газа по газопроводу	105
	Приложение В Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ	106
	Приложение С Основные константы индивидуальных газов и жидкостей	107
	Приложение D Технологическая схема КС	108
	Приложение I Технологическая схема узла подключения	109
	Приложение F Технологическая схема установки очистки газа	110

## Введение

В настоящее время для обеспечения бесперебойной поставки природного газа потребителю в системе ПАО «Газпром» функционирует множество компрессорных станций, численность и комплектация которых могут изменяться, вследствие строительства транснациональных газопроводов значительной протяженности и ввод в эксплуатацию новых месторождений природного газа, в частности, на территориях Сибирского и Дальневосточного Федеральных округов.

**Актуальность работы.** К современной газотранспортной сети предъявляют ряда серьезных требований, к которым относятся: увеличение объемов перекачки, увеличение производительности, экономия электроэнергии, повышение коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов и вывод управления технологическими процессами транспортировки газа на новый качественный уровень, соответствующий самым современным мировым стандартам.

Данную задачу можно решать путем строительства новых компрессорных станций или проводить реконструкцию существующих, вследствие невозможного дальнейшего использования ранее эксплуатируемого оборудования (малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование). Поэтому тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции» является актуальной.

**Цель работы:** реконструкция компрессорной станции, эксплуатируемой на территории северного района [REDACTED] области для увеличения производительности магистрального газопровода «[REDACTED] газоперерабатывающий завод - [REDACTED] - [REDACTED]».

					«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	18	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рвлаченко А.В.						

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Охарактеризовать объект реконструкции с приведением текущих и предлагаемых параметров работы и технического состояния.
3. Провести технологические расчеты объекта исследования магистрального газопровода.
4. Обосновать технико-экономическую эффективность выбираемого оборудования для реконструкции и определение последовательности проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.
5. Провести расчеты экономической эффективности затрат в реконструкцию.

**Объект исследования.** Объектом исследования является КС, которая находится в нормальной строительной -климатической зоне.

**Предмет исследования.** Выполнение реконструкции КС.

**Научная новизна работы.** Определена взаимосвязь между производительностью газопровода и потребляемой мощностью компрессорной станции, которая позволяет проследить изменение энергоемкости станции при переменных режимах работы магистрального газопровода.

Обосновано применение метода реконструкции компрессорной станции многониточных систем магистрального газопровода, работающих в едином гидравлическом режиме, с применением электроприводных газоперекачивающих агрегатов, в конструкции которых используются технологии магнитных подшипников, безмасляных газодинамических уплотнений, частотная регулировка привода.

**Практическая значимость.** Результаты работы могут быть положены в основу для первичных этапов разработки различных программ по реконструкции КС трубопроводного транспорта природного газа с целью изменения производительности указанного технического объекта.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

**Апробация работы.** Основные разделы технико-экономического обоснования выбранного проектного решения были представлены автором выпускной квалификационной работы на семинарах, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Безопасность технологических процессов при транспорте нефти и газа», «Эксплуатация насосных и компрессорных станций».

Разработанные методики и полученные результаты в работе газотранспортной системы и эксплуатационные характеристики электроприводного газоперекачивающего агрегата могут быть использованы производственными и проектными организациями.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1. Обзор литературы

Являясь одной из основных стран производителей и поставщиков природного газа, Российская Федерация, транспортирует и поставляет его, как на внутренний рынок, так и внешний, наращивая свои мощности для строительства новых и реконструкции устаревших КС и магистрального газопровода [24].

Можно предположить увеличение спроса на голубое топливо вследствие того, что многие производители разного рода продукции используют его, как сырье для своей продукции.

Одной из основных стратегических задач транспортировки газа потребителю является повышение её надежности и безопасности транспорта газа путем реализации новых проектов, например, таких как: «Бованенково-Ухта», «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», «Южный поток», «Сила Сибири» [53].

Для преодоления природным газом больших расстояний, которые характеризуются перепадами высот, различными климатическими, географическими условиями требуется большая протяженность газопровода.

Это позволяет доставить природный газ от поставщика к потребителю. Для того чтобы решить эту задачу требуется большое количество технических объектов различной сложности.

Для обеспечения определенного расчетного давления, необходимо через определенные расстояния (100 – 150 км.) располагать КС [18].

На КС для этой цели используют газоперекачивающие агрегаты, в основном это ЭГПА, ГТУ, поршневые установки.

Одна КС может включать в себя несколько компрессорных цехов (КЦ), а один КЦ может обслуживать одну нитку газопровода.

					«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	21	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Необходимость исследования вопросов реконструкции и повышения эффективности ГТС является актуальной.

Возраст различных КС свидетельствует о моральном и физическом старении: в составе парка ЭГПА выработка срока службы и наработка агрегатов составляет более 100 тыс. часов [55].

Из-за старения оборудования или отклонения рабочих режимов от нормативных, происходит снижение коэффициента полезного действия и увеличение расхода природного газа.

Для оснащения новых газопроводов большей мощности и с высоким давлением потребуется модернизированное сооружение КС, где могут быть применены более мощные агрегаты [53].

Следующей причиной необходимости внедрения новых технологических решений эффективности транспортировки является потеря природного газа при добыче, транспортировке, хранении и распределении [53].

Потери газа происходят по ряду причин: неплотности в линейной части газопроводов и обвязке КС, утечки через арматуру на линейных участках и КС, при пусках и остановках двигателей ЭГПА, ремонте на КС, авариях на газопроводах.

Указанные выше причины объясняют актуальность исследований в области реконструкции и повышения эффективности эксплуатации КС.

Для снижения утечек и потерь применяются различные способы: оптимизация режимов эксплуатации КС и линейных участков, замена устаревшего оборудования и своевременный ремонт, реконструкция КС с установкой более современного и мощного оборудования и др.

Таким этапом должно стать применение единого подхода к отдельным КС и системе в целом, как комплекс мероприятий по повышению эффективности и надежности объекта.

Объектом нашего исследования является КС. В состав КС могут быть включены следующие основные объекты: узел подключения КС к магистральному газопроводу; ГПА с оборудованием, трубопроводами и

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

системами, обеспечивающими работу; установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки; установка охлаждения газа; установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа и др., которые представлены в приложении 4.

Для повышения эффективности и надежности объекта используются технологические расчеты МГ [48], необходимые при реконструкции систем.

Помимо термодинамических расчетов существуют математические модели, описываемые теорией вероятности явлений и риска возникновения аварий [42], прочностной [47], химический анализ, соответствующий расчетный аппарат и экономический анализ [23].

В настоящее время применяются стандарты и методики по определению теплотехнических и газодинамических показателей для ЭГПА, трубопроводного транспорта, разработанные коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Огневым В.В., Щуровским В.А., Сеницыным Ю.Н. и др., где эффективность работы КС (или КЦ) определяется по показателям эффективного КПД [47].

В инструкции по определению эффективности работы и технического состояния ГПА, разработанной Галиуллиным З.Т., Ходановичем И.Е., Сеницыным С.Н. и др. проводятся эксплуатационные испытания для оценки технического состояния ГПА [54]. Целью испытаний является подтверждение характеристик ГПА и центробежного компрессора, то есть определение мощности, которую развивает ГПА при стандартных атмосферных условиях.

Научные исследования развития сложных систем представлены в работах следующих ученых: Макаров А.А, Руденко Ю.Н, Мелентьев Л.А.

Вопросы по реконструкции технологических объектов трубопроводных систем представлены в работах следующих ученых: Меренков А.П, Хасилев В.Я, Сухарев М.Г., Горлов Д.В, Ставровский Е.Г, Леонтьев Е.В, Стурейко О.П.

Следует отметить, что интересной и важной в данном направлении является работа Яруниной Н.Н., которая посвящена оптимизации системы КС и построена на примере ГПА с электроприводом.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поэтому расчетные задачи, направленные на решение проблем: малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование, увеличение объема перекачки, производительности, экономии электроэнергии, повышения коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов являются актуальными.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

## 2 Характеристика объекта исследования

### 2.1 Инженерно-геологические и климатические условия

В геоморфологическом отношении площадка компрессорной станции расположена в [REDACTED] провинции, относящейся к [REDACTED] впадине [REDACTED] низменности. Локально район работ приурочен к левобережной надпойменной террасе р. [REDACTED].

Рельеф изучаемой территории представляет собой обширную залесенную слабодренированную территорию. Основным рельефообразующим фактором здесь является речная сеть. Преобладающим является совокупность современных и верхнечетвертичных озерных, озерно-аллювиальных и аллювиальных аккумулятивных равнин, что предопределяет значительную уплощенность и выравненность рельефа.

Озерно-болотные отложения залегают с поверхности и представлены, в основном, торфами различного типа и мощности. Среди грунтовых вод, выделяются воды болот, водоносный комплекс надпойменных террас речных долин и водоносный горизонт озерноаллювиальных отложений [42].

Территория КС частично отсыпана грунтом и находится в устойчивом состоянии.

Отклонений от рабочего режима в зданиях и сооружениях не отмечается. Осадки, провалы, просадки фундамента, трещины на стенах и перекрытиях не зафиксированы.

Подтопления паводковыми и грунтовыми водами территории не отмечается, снег вывозится за пределы КС. Дождевые воды зарегулированы и в больших объемах на территории КС не скапливаются.

Характеристика метеорологических элементов приводится по данным метеостанции [REDACTED] в таблице 2.1 [42].

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Разраб.		Ершова Т.В.			Характеристика объекта исследования	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	25	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Таблица 2.1 - Характеристика метеорологических элементов [redacted] области, [redacted] района

Параметры	Значения
Среднегодовая температура воздуха, °С	-1,5
Среднемесячная температура января, °С	-20,7
Среднемесячная температура июля, °С	- 18,0
Абсолютный max температуры воздуха, °С	+35
Абсолютный min температуры воздуха, °С	-51
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-42 – -44
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$ , сут.	184
Среднегодовая сумма осадков, мм	511
Суточный максимум осадков, мм	64
Дата появления снежного покрова	27,10
Дата схода снежного покрова	24,04
Расчетный вес снегового покрова на 1 м <sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли, кгс/м <sup>2</sup>	240
Толщина стенки гололеда превышаемая 1 раз в 5 лет определяемая для высоты 10 м, мм	5
Скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, кгс/м <sup>2</sup>	30

Проектируемая площадка КС находится в нормальной строительно-климатической зоне. Климат резко-континентальный.

## 2.2 Характеристика параметров работы и технического состояния компрессорной станции до реконструкции

### 2.2.1 Компрессорный цех

На момент обследования КС инженерно-техническими специалистами, выяснилось, что наработка газоперекачивающих агрегатов с начала эксплуатации составила в пределах [redacted] тыс. часов.

Нормативный срок службы до списания электроприводных газоперекачивающих агрегатов составляет 15 лет [44].

Полный срок службы для электродвигателей серии СТД - 20 лет [44].

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

По результатам измерений в контрольных точках сделан вывод, что напряжённодеформированное состояние трубопроводов обвязки нагнетателей в пределах нормы.

Однако, в связи с отсутствием свайных опор, имеется опасность сезонной подвижки опор, что может привести к перекоосу, подъёму или просадке обвязки и, как следствие, к росту напряжений в трубопроводах и на фланцах нагнетателей.

Также было выполнено диагностическое обследование электродвигателей газоперекачивающих агрегатов с наработкой █████ тыс. часов.

По полученным результатам был определен остаточный срок службы агрегатов – █████ тыс. часов.

На КС в момент обследования средняя наработка агрегатов составила █████ тыс. час/год. Таким образом, почти половина остаточного срока службы, была выработана.

Краны газовой обвязки выработали свой ресурс и подлежат замене.

Свечи от крана выведены над кровлей здания КЦ, а в соответствии с ОНТП 51-1-85 (п. 9.18) их необходимо выводить за ограждение КС на █████ метров [29].

Электротехническое и технологическое оборудование КЦ, системы автоматизации технологических процессов морально и физически устарели.

Техническое состояние технологического оборудования, газовой обвязки КЦ, запорной арматуры свидетельствуют о целесообразности полной замены газовой обвязки КЦ.

### **2.2.2. Фактические режимы работы компрессорной станции**

Фактический режим работы КС существенно отличался от проектного режима.

После ввода второй нитки газопровода требуемая степень сжатия существенно снизилась (с 1,5 до 1,23), и отпала необходимость в последовательном включении агрегатов.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Из-за ограничений по рабочему давлению (3,8...4,4 МПа) на отдельных участках линейной части газопровода, фактическое давление газа на входе КС составляет 2,5-3,0 МПа, что приводит к нерасчетным режимам работы центробежных нагнетателей и, соответственно, к снижению пропускной способности КС.

Наиболее характерные режимы работы КС представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характерные режимы работы компрессорной станции

Дата	Давление входа, кг/см <sup>2</sup>	Давление выхода, кг/см <sup>2</sup>	Степень сжатия	Расход газа, млн м <sup>3</sup> /сут	Схема работы
■.12.2010	23,2	29,3	1,26	15,3	2x1
■.01.2011	30,5	38,9	1,28	23,5	2x1
■.06.2012	26,0	33,3	1,28	14,4	2x1
■.06.2013	27,7	34,8	1,26	22,2	2x1
■.01.2014	30,6	38,9	1,27	24,2	3x1
■.05.2015	29,4	37,5	1,28	24,9	3x1

Как видно из таблицы, режим работы КС отличается сильной неравномерностью подачи газа, причем сезонная неравномерность не является ярко выраженной.

Учитывая необходимость увеличения производительности КС до 33 млн. м<sup>3</sup>/сутки, указанные обстоятельства свидетельствуют о необходимости преобразования существующей групповой схемы обвязки газоперекачивающих агрегатов в коллекторную, с одноступенчатым сжатием газа.

### 2.2.3 Установка очистки газа

Очистка газа от механических примесей и жидкости осуществляется на установке очистки, состоящей из блоков циклонных пылеуловителей ГП 144 (диаметром – 1600 мм, 4 пылеуловителя производительностью 9 млн. м<sup>3</sup>/сутки каждый) [30].

По результатам обследования запрещена эксплуатация пылеуловителей при температуре ниже минус 40 °С [45].

Пылеуловители морально устарели, имеют низкую эффективность очистки.

Дренажные трубопроводы выполнены из неутолщённых труб, без подогрева теплоизоляции, что не отвечает требованиям.

Кроме того, отсутствует ёмкость выдачи конденсата в автоцистерну.

Таким образом, необходима полная замена установки очистки газа.

#### **2.2.4 Система подготовки импульсного газа и газа для собственных нужд**

Система подготовки импульсного газа морально устарела и не отвечает требованиям пункта (не предусмотрена осушка газа, отсутствуют ресиверы на узле подключения и в цехе). [47].

Для подготовки газа на собственные нужды КС служит блочная автоматическая газораспределительная станция «          » производства ЗАО «          ». Автоматическая газораспределительная станция построена в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, и реконструкции не требует [30].

#### **2.2.5 Технологические трубопроводы**

Технологические трубопроводы КС представлены следующим составом:

- всасывающий трубопровод -  $D_H$  1000 мм (1шт);
- нагнетательные трубопроводы -  $D_H$  700 мм (2шт);
- коллекторы пылеуловителей -  $D_H$  700 мм;
- коллекторы КЦ -  $D_H$  700 мм;
- обвод КС -  $D_H$  500 мм.

Не выполняются требования:

- на всасывающем и нагнетательных трубопроводах не предусмотрены изолирующие вставки;
- под трубопроводами, проложенными подземно, отсутствуют опоры;

						Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			29

- на всасывающем трубопроводе не предусмотрен замер газа.

### **2.2.6 Узел подключения компрессорной станции**

Узел подключения КС к I нитке газопровода расположен в 250 м от площадки КС.

Непосредственное подключение КС ко II нитке отсутствует. Узел запроектирован и построен без камер приема-запуска очистных устройств.

Компоновка всасывающего и нагнетательного шлейфов не позволяет разместить камеры на действующем узле.

Газ для собственных нужд КС отбирается до и после крана № 20 и подается на площадку КС.

Охранные краны до КС и после по ниткам I и II совмещены с площадками приема и запуска очистных устройств, технологическая схема и техническое состояние которых не позволяют проводить очистку и диагностику газопровода.

### **2.2.7 Выводы о необходимости реконструкции компрессорной станции**

Необходимость увеличения производительности КС, а также техническое состояние газоперекачивающих агрегатов и другого технологического оборудования, газовой обвязки компрессорного цеха, запорной арматуры, свидетельствуют о целесообразности полной замены газоперекачивающих агрегатов вместе с газовой обвязкой КЦ, со строительством новых шлейфов и новых узлов подключения КС к обеим ниткам газопровода с камерами приема-запуска очистных сооружений.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

### 3 Технологический расчет магистрального газопровода

Проведем технологический расчет участка магистрального газопровода [redacted] области, [redacted] района.

Для технологического расчета принимаем следующие общие данные: производительность  $Q = 9$  млрд. м<sup>3</sup>/год; длина трубопровода  $L = 111$  км; давление компрессорной станции  $P_1 = 5,4$  МПа; давление в конце участка  $P_2 = 3,9$  МПа; температура газа в начале участка  $t_1 = +30$  °С; температура газа в конце участка  $t_2 = +3$  °С; начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают 100 метров.

Данные состава природного газа взяты на основе данных [redacted] газоперерабатывающего завода (таблица 3.1) [14].

Таблица 3.1 - Характеристика природного газа

Компоненты	Состав, %	Молярная масса, кг/моль	Динамическая вязкость, Па·с·10 <sup>-7</sup>	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Теплоемкость, Дж/(кг·К)
Метан	85,66	16	103	181	4,58	0,7168	2167
Этан	6,31	30	86,03	305,4	4,82	1,344	1648
Пропан	3,12	44	75,05	368,8	4,94	1,967	1551
Бутан	0,21	58	69,06	425	3,49	2,598	1590
Пентан	0,09	72	61,99	470	3,23	3,221	
Диоксид углерода	1,12	44	138,03	134,1	3,62	1,9768	815
Азот	3,49	28	166,08	126	3,46	1,2505	1040

					«Реконструкция [redacted] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Технологический расчет магистрального трубопровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	31	110
Консульт.		Чухарева Н..В.				ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рвляченко А.В.						

Технологический расчет трубопровода МГ будем выполнять согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы» [29].

Методика технологического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

- вычисление пропускной способности и производительности магистрального газопровода;
- определение стационарных гидравлических режимов работы линейных участков;
- определение стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- определение режимов работы компрессорных станций [29, 47, 51].

### 3.1 Определение пропускной способности и производительности магистрального газопровода

Определим пропускную способность МГ (млн.м<sup>3</sup>/сут, 20°C, P<sub>ст</sub>) по формуле:

$$q_0 = \frac{Q_z \cdot 10^3}{365 K_u^0} = \frac{9 \cdot 10^3}{365 \cdot 0,922} = 26,74 \text{ млн. м}^3/\text{сут}, \quad (3.1.1)$$

где  $q_0$  – производительность магистрального газопровода в стандартных условиях, млрд.м<sup>3</sup>/Г;

$$K_u^0 = K_{po} K_{эм} K_{нд}^0 = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 0,992 \text{ млн. м}^3/\text{сут}, \quad (3.1.2)$$

где  $K_u^0$  - коэффициент оценочный;

$K_{po}$  - коэффициент расчетного обеспечения снабжения газом, принимаем

$$K_{po} = 0,95 \text{ [48];}$$

$K_{эм}$  - коэффициент T<sub>экстр</sub>, принимаем  $K_{эм} = 0,98$ ;

$K_{нд}^0$  - оценочный коэффициент надёжности МГ, значение коэффициента

$$K_{нд}^0 = 0,99 \text{ принимаем по таблице 2.2 [47].}$$

Таблица 3.2 - Оценочный коэффициент надёжности газопровода газоперекачивающих агрегатов

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Длина газопровода км.	Тип газоперекачивающих агрегатов				
	С газотурбинным и электрическим приводом				ГМК
	Диаметр газопровода, мм				
	1420	1220	1020	820	≤820
1	2	3	4	5	6
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
1500	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
2000	0,96	0,97	0,97	0,98	0,96
2500	0,95	0,96	0,97	0,97	0,95
3000	0,94	0,95	0,96	0,97	0,94

Вычисление основных технологических параметров транспортировки газа должно производиться для базовых газопроводов по оценочной пропускной способности, найденной по формуле (2.1.1) при среднегодовой температуре окружающей среды (наружный воздух и грунт) [29, 47, 51].

Проектная производительность базовых магистральных газопроводов определим по формуле:

$$Q_{II} = K_{II} \sum_{i=1}^n (q_i \tau_i) 10^{-3} = 0,88445 \cdot \sum_{i=1}^n (26,74 \cdot 365) \cdot 10^{-3} = 8,632 \text{ млн. м}^3/\text{год}, \quad (3.1.3)$$

где  $q_i$  – пропускная способность газопровода в  $i$ -том расчетном периоде, млн.м<sup>3</sup>/сут;

$\tau_i$  – количество дней в  $i$ -том расчетном периоде, дни;

$K_{II}$  – коэффициент использования пропускной способности магистрального газопровода, который должен определяться по формуле:

$$K_{II} = K_{PO} K_{ЭТ} K_{ИД} = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 0,88445. \quad (3.1.4)$$

Значения коэффициентов, входящих в формулу (3.1.4) следующие:

- $K_{PO} = 0,95$  – для всех газопроводов;
- $K_{ЭТ} = 0,98$ .

При определении значения коэффициента надежности пользуются методикой расчета магистральных газопроводов, которая была разработана ВНИИГАЗом. Определяя коэффициент надежности, учитывается вся протяженность газопровода несмотря на то, что проектируется его отдельный участок [34].

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции однониточных газопроводов следует выбирать согласно таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов

Газоперекачивающие агрегаты с приводом от электродвигателя			
неполнонапорные		полнонапорные	
Рабочие	Резервные	Рабочие	Резервные
5	6	7	8
2	1	2	1
3	2*	3	1
6	2	4	2*
-	-	5	2
-	-	6	2

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции рассматриваемого газопровода выбираем следующее: 4 рабочих и 1 резервный (неполнонапорные).

### 3.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков

С учётом того, что может возникнуть дроссельный эффект, мы имеем температуру газа в конце участка меньшую температуры окружающей среды. Если температура грунта приближается к нулю градусов, то температура газа может быть отрицательной, что приводит к появлению дополнительных деформаций трубопровода и промерзанию грунта вокруг труб.

Рекомендуемые границы температуры газа в конце участка газопровода составляют  $T_k = 271 \dots 273$  К. Данный интервал приводит к ограничению

температуры газа на входе компрессорной станции. Если магистральный газопровод выполнен в многолетнемёрзлых грунтах, то имеем температуру газа в конце участка равной температуре грунта [40].

Расчет будем вести методом последовательных приближений.

Задаем значение  $T_{cp}$ :

$$T_{cp} = \frac{1}{3}T_1 + \frac{2}{3}T_2 = \frac{1}{3} \cdot (30 + 273,15) + \frac{2}{3} \cdot (13 + 273,15) = 291,82K, \quad (3.2.1)$$

где  $T_1$  – температура газа в начале участка, °К;

$T_2$  – температура газа в конце участка, °К.

Определим среднее давление:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) = \frac{2}{3} \left( 15,4 + \frac{3,9^2}{5,4 + 3,9} \right) = 1,256MПа, \quad (3.2.2)$$

где  $P_1$  – давление компрессорной станции, МПа;

$P_2$  – температура газа в конце участка, МПа.

Чтобы проверить принятое значение  $T_{cp}$ , определим теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Гомсона.

Среднюю изобарную теплоемкость природного газа  $C_p$  с содержанием метана более 85 % определим по формуле:

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (3.2.3)$$

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 291,82 + 1,96 \frac{(3,9 - 0,1)10^6}{291,82^3} = 2,385кДж / кг \cdot К.$$

Среднее значение коэффициента Джоуля-Гомсона  $D_i$  для газов с содержанием метана более 85% определим по формуле:

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (3.2.3)$$

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 291,82 + 1,96 \frac{(3,9 - 0,1)10^6}{291,82^3} = 2,385кДж / кг \cdot К.$$

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left( \frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right), \quad (3.2.4)$$

$$D_i = \frac{1}{2,385} \left( \frac{0,98 \cdot 10^6}{291,82^2} - 1,5 \right) = 4,759 \text{ K / МПа}.$$

Определим расчетное значение средней температуры газа:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_1 - T_0}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) - \frac{D_i (P_1^2 - P_2^2)}{2\alpha L_0 P_{cp}} \left[ 1 - \frac{1}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) \right], \quad (3.2.5)$$

где  $T_0$  – определяемая температура окружающей среды, К.

При прокладке газопровода в подземном исполнении значение температура окружающей среды принимаем равной средней за рассматриваемый период температуры грунта на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии [41].

Принимаем  $T_0 = 273,15$  К.

Определим коэффициент, который характеризует интенсивность снижения температуры газа по длине участка:

$$\alpha L_0 = C \frac{k_{cp} d L_0}{q_0 \Delta C_p 10^6}, \quad (3.2.6)$$

где  $k_{cp}$  – бщий коэффициент теплоотдачи от газа в окружающую среду, средний на участке, Вт/м<sup>2</sup>·К;

$\Delta$  – плотность газа по воздуху относительная;

$L_0$  – расстояние между компрессорными станциями, км.

Относительная плотность газа,  $\Delta$ , является основным параметром является, между которыми существует следующая связь:

$$\Delta = \frac{\rho_{см}}{1,205}. \quad (3.2.7)$$

Плотность газовой смеси при стандартных условиях (кг/м<sup>3</sup>) определим из выражения (при 293,15 К и 0,1013 МПа):

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						36
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_{смi} N_{i,мол} = \rho_{см1} N_{1,мол} + \rho_{см2} N_{2,мол} + \dots + \rho_{смn} N_{n,мол}, \quad (3.2.8)$$

где  $\rho_{смi}$  – плотность при стандартных условиях  $i$ -го компонента газовой смеси, определим по таблице 3.1, кг/м<sup>3</sup>;

$N_{i,мол}$  – молярная доля  $i$ -го компонента газовой смеси ( $i = 1, 2 \dots n$ ).

$$\rho_{см} = 0,8566 \cdot 0,7168 + 0,0631 \cdot 1,344 + 0,0312 \cdot 1,967 + 0,0021 \cdot 2,598 + 0,0009 \cdot 3,221 + 0,0112 \cdot 1,9768 + 0,0349 \cdot 1,2505 = 0,8343 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta = \frac{0,8343}{1,205} = 0,692.$$

Принимаем значение коэффициента  $C = 0,225 \cdot 10^6$  [3];  $k_{cp} = 2,0 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$  [3].

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \frac{2,0 \cdot 1,020 \cdot 111}{26,74 \cdot 0,692 \cdot 2,385 \cdot 10^6} = 1,15446,$$

$$T_{cp} = 273,16 + \frac{303,16 - 273,16}{1,15446} (1 - e^{-1,15446}) - \frac{4,759(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,15446 \cdot 3,9} \left[ 1 - \frac{1}{1,15446} (1 - e^{-1,15446}) \right] = 290,17 \text{ К}.$$

Расчётное и принятое значения средней температуры газа отличаются (более 0,5 градусов). Выполняем расчеты, которые дадут уточнение характеристик газа и средней температуры газа [29]:

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 290,96 + 1,96 \frac{(3,9 - 0,1)10^6}{290,96^3} = 2,560 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К},$$

$$D_i = \frac{1}{2,56} \left( \frac{0,98 \cdot 10^6}{290,96^2} - 1,5 \right) = 3,936 \text{ К/МПа},$$

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \frac{2,0 \cdot 1,020 \cdot 111}{26,74 \cdot 0,692 \cdot 2,56 \cdot 10^6} = 1,2189,$$

$$T_{cp} = 273,16 + \frac{303,16 - 273,16}{1,2189} (1 - e^{-1,2189}) - \frac{3,936(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,2189 \cdot 3,9} \left[ 1 - \frac{1}{1,2189} (1 - e^{-1,2189}) \right] = 291,7564 \text{ К}.$$

Расхождение ( $291,82 - 291,7564 = 0,0639$ ) мало. Следовательно, принимаем  $T_{cp} = 291,7564 \text{ К}$  и проверяем  $T_2$ .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) e^{-\alpha L_0} - \frac{D_i (P_1^2 - P_2^2)}{2 \alpha L_0 P_{cp}} (1 - e^{-\alpha L_0}),$$

$$T_2 = 273,15 + (303,16 - 273,16) e^{-1,2189} - \frac{3,936(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,2189 \cdot 3,9} (1 - e^{-0,1986}) = 286,47 \text{ К}.$$

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

По диспетчерским данным  $T_2 = 286,15$  К, т.е. расхождение допустимо.

### 3.3 Расчет режимов работы линейных участков в стационарных условиях

Расчет участка газопровода, на всей длине, которого отсутствуют точки с разницей отметок, более чем 100м, следует выполнять без учета рельефа трассы [29, 47, 51].

Пропускная способность (при 293,15К и 0,1013МПа) участка газопровода, однониточного, для всех режимов течения газа определим по формуле:

$$q = C_1 D_{вн}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} l}}, \quad (3.3.1)$$

где  $D_{вн}$  - диаметр газопровода внутренний, м;

$P_n, P_k$  - давление абсолютное в начале и конце участка газопровода, МПа;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода;

$T_{cp}$  - средняя температура транспортируемого газа по длине участка газопровода, К;

$l$  - длина участка газопровода, км;

$Z_{cp}$  - средний коэффициент сжимаемости газа по длине участка газопровода;

$\Delta$  - плотность газа по воздуху относительная;

$C_1$  - коэффициент, принимаем  $C_1 = 105,087$ .

$$q = 105,087 \cdot 1^{2,5} \sqrt{\frac{5,430^2 - 3,4^2}{0,672 \cdot 1,291 \cdot 10^{-2} \cdot 0,890 \cdot 300,23 \cdot 132}} = 27,65 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Диаметр газопровода внутренний:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta, \quad (3.3.2)$$

где  $D_n$  - диаметр газопровода наружный, мм;

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						38
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		

$\delta$  - толщина стенки трубы, мм.

$$D_{вн} = 1000 \text{ мм.}$$

Давление газопровода в начале участка:

$$P_n = P_{наг} - \delta P_{вых} - \delta P_{охл} , \quad (3.3.3)$$

где  $P_{наг}$  - давление нагнетания на выходе компрессорной станции, МПа;

$\delta P_{вых}$  - потери давления в трубопроводах между компрессорной станцией и узлом подключения к линейной части магистрального газопровода (без учёта потерь давления в системе охлаждения транспортируемого газа), МПа;

$\delta P_{охл}$  - потери давления в системе охлаждения газа, включая её обвязку, МПа.

$$P_n = 5,43 \text{ МПа.}$$

В трубопроводах, относящихся к технологическим и оборудованию компрессорной станции основные потери давления газа определим:

- по проектным геометрическим характеристикам в трубопроводной обвязке;
- по техническим характеристикам заводов-изготовителей оборудования в оборудовании [44].

Данные потери не должны превышать следующих величин (таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Основные потери давления газа на компрессорной станции

Избыточное давление в газопроводе, МПа	Потери давления газа на компрессорной станции, МПа				
	Всего		В том числе:		
	очистка газа в одну ступень	очистка газа в 2 ступени	на всасывании		при нагнетании
очистка газа в одну ступень			очистка газа в 2 ступени		
5,40	0,15	0,20	0,08	0,13	0,07
7,35	0,23	0,30	0,12	0,19	0,11
9,81	0,26	0,34	0,13	0,21	0,13

Потери давления в трубопроводах между компрессорной станцией и узлом подключения к линейной части магистрального газопровода принимаем

$$\delta P_{\text{вых}} = 0,07 \text{ МПа [28].}$$

Для аппаратов воздушного охлаждения газа, согласно [3], принимаем  $\delta P_{\text{охл}} = 0,0558 \text{ МПа}$ . Если охлаждение газа отсутствует, то  $\delta P_{\text{охл}} = 0 \text{ МПа}$ .

В связи с тем, что компрессорная станция оборудована неполнонапорными нагнетателями, то наличие аппаратов воздушного охлаждения не предусмотрено, значит  $\delta P_{\text{охл}} = 0 \text{ МПа [29].}$

Коэффициент сжимаемости природных газов определим по осреднённым значениям давления и температуры по формуле:

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 P_{np}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,965}{0,212} = 0,890, \quad (3.3.4)$$

где  $P_{np}, T_{np}$  - приведённое давление и температура, К;

$P_{нк}$  - псевдокритическое давление, МПа;

$T_{нк}$  - псевдокритическая температура, К.

$$P_n = 5,5 - 0,07 - 0 = 5,43 \text{ МПа.}$$

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 P_{np}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,965}{0,212} = 0,890. \quad (3.3.5)$$

$$\begin{aligned} \tau &= 1 - 1,68 T_{np} + 0,78 T_{np}^2 + 0,0107 T_{np}^3 = \\ &= 1 - 1,68 \cdot 1,409 + 0,78 \cdot 1,409^2 + 0,0107 \cdot 1,409^3 = 0,212. \end{aligned} \quad (3.3.6)$$

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{нк}} = \frac{4,451}{4,614} = 0,965 \text{ МПа.} \quad (3.3.7)$$

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{нк}} = \frac{300,23}{194,686} = 1,54 \text{ К.} \quad (3.3.8)$$

Псевдокритические давление  $P_{нк}$  и температуру  $T_{нк}$  определим

- по заданному составу газа:

$$\begin{aligned} P_{нк} &= \sum_{i=1}^n P_{ki} N_{i\text{ммо}} = P_{к1} N_{1\text{мол}} + P_{к2} N_{2\text{мол}} + \dots + P_{кn} N_{n\text{ммо}} = \\ &= 4,640 \cdot 0,9412 + 4,255 \cdot 0,018 + 3,799 \cdot 0,0085 + 7,386 \cdot 0,0052 + 3,394 \cdot 0,0268 = 4,605 \\ &\quad \text{МПа,} \end{aligned} \quad (3.3.9)$$

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^n T_{ки} N_{i,мол} = T_{к1} N_{1,мол} + T_{к2} N_{2,мол} + \dots + T_{кn} N_{n,мол} =$$

$$= 190,66 \cdot 0,9412 + 369,90 \cdot 0,018 + 425,20 \cdot 0,0085 + 304,26 \cdot 0,0053 + 126,20 \cdot 0,0268 =$$

$$= 194,686 \text{ К},$$
(3.3.10)

- по заданной плотности газовой смеси:

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_{сми} N_{i,мол} = \rho_{сm1} N_{1,мол} + \rho_{сm2} N_{2,мол} + \dots + \rho_{сmn} N_{n,мол} =$$

$$= 0,6681 \cdot 0,9412 + 1,8569 \cdot 0,0213 + 2,4947 \cdot 0,0106 + 1,8346 \cdot 0,0052 + 1,1889 \cdot 0,02296 =$$

$$= 0,809 \text{ кг/м}^3,$$
(3.3.11)

где  $\rho_{сми}$  - плотность при стандартных условиях  $i$  – го компонента газовой смеси, определим по таблице 3.1;

$N_{i,мол}$  - молярная доля  $i$  – го компонента смеси ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ представлены в Приложении 2, основные константы индивидуальных газов и жидкостей представлены в приложение 3 [47].

Плотность газовой смеси при стандартных условиях (при 293,15К и 0,1013МПА) определим из выражения:

Плотность относительная, по воздуху газовой смеси:

$$\Delta = \frac{\rho_{см}}{1,205},$$
(3.3.12)

$$\Delta = \frac{0,809}{1,205} = 0,672.$$

Определяемое значение относительной плотности по воздуху газовой смеси идентично с исходными данными, это значит, что значение плотности смеси, рассчитанное по составу газа верно [45].

С учётом усреднённых местных сопротивлений (краны, переходы) коэффициент гидравлического сопротивления для участка газопровода допускается принимать на 5 % выше коэффициента сопротивления трения  $\lambda_{тр}$  [28].

Коэффициент гидравлического сопротивления:

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\lambda = 1,05 \frac{\lambda_{mp}}{E^2} = 1,05 \frac{1,11 \cdot 10^{-2}}{0,95^2} = 1,291 \cdot 10^{-2}, \quad (3.3.13)$$

где  $E$  – коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов, а при отсутствии указанных устройств принимается равным 0,92 [3, 11];

$$\lambda = 1,05 \frac{1,11 \cdot 10^{-2}}{0,95^2} = 1,291 \cdot 10^{-2},$$

$\lambda_{mp}$  – коэффициент сопротивления трения, который для всех режимов течения газа в газопроводе определяется по формуле:

$$\lambda_{mp} = 0,067 \left( \frac{158}{Re} + \frac{2k_э}{D_{вн}} \right)^{0,2}, \quad (3.3.14)$$

где  $k_э$  – эквивалентная шероховатость труб.

Определим число Рейнольдса[29].

$$Re = C_2 \frac{q\Delta}{D_{вн} \mu}, \quad (3.3.15)$$

$$Re = 17,75 \frac{32,6 \cdot 0,672}{1 \cdot 1,176 \cdot 10^{-5}} = 33,07 \cdot 10^6,$$

где  $Re$  – число Рейнольдса;

$C_2$  – коэффициент, принимаем  $C_2 = 17,75$ ;

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

$D_{вн}$  – диаметр газопровода внутренний, м;

$\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху.

$$\lambda_{mp} = 0,067 \left( \frac{158}{33,07 \cdot 10^6} + \frac{2 \cdot 0,06}{1000} \right)^{0,2} = 11,1 \cdot 10^{-2}.$$

Коэффициент динамической вязкости:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{см} (1,1 - 0,25 \rho_{см})] \cdot [0,037 + T_{np} (1 - 0,104 T_{np})] \cdot \left[ 1 + \frac{P_{np}^2}{30(T_{np} - 1)} \right] = \quad (3.3.16)$$

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$= 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + 0,809(1,1 - 0,25 \cdot 0,809)] \cdot [0,037 + 1,409(1 - 0,104 \cdot 1,409)] \cdot \left[ 1 + \frac{0,965^2}{30(1,409 - 1)} \right] =$$

$$= 1,176 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

где  $\rho_{сги}$  - плотность при стандартных условиях  $i$  – го компонента газовой смеси, определяем по таблице 25;

$N_{имол}$  - молярная доля  $i$  – го компонента газовой смеси ( $i=1,2\dots n$ ).

Переходное число  $Re_{II}$  определим по формуле:

$$Re_{II} = 11 \left( \frac{D_{вн}}{2k_s} \right)^{1,5}, \quad (3.3.17)$$

$$Re_{II} = 11 \left( \frac{1000}{2 \cdot 0,2} \right)^{1,5} = 1,38 \cdot 10^6.$$

Так как  $Re > Re_{II}$  ( $33,7 \cdot 10^6 > 1,38 \cdot 10^6$ ), зона квадратичного сопротивления подтверждается [19].

Проверку режима выполним по переходному значению  $q_{пер}$ :

$$q_{пер} = 1,334 \cdot 10^6 D_{вн}^{2,5} \frac{\mu}{\Delta} \text{ млн.м}^3/\text{сут} \quad (3.3.16)$$

где  $q_{пер}$  – сравниваемая с суточной пропускной способностью газопровода условная (пересчитанная) величина.

$$q_{пер} = 1,334 \cdot 10^6 \cdot 1^{2,5} \frac{1,176 \cdot 10^{-5}}{0,672} = 23,35 \text{ млн.м}^3/\text{сут}.$$

Так как  $q > q_{пер}$  ( $32,68 > 23,35$  млн.м<sup>3</sup>/сут), то квадратичный режим подтверждается.

### 3.4 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата

Компрессорная станция является неотъемлемой и составной частью магистрального газопровода, которая обеспечивает транспортировку газа, служит управляющим элементом в комплексе сооружений.

Режим работы газопровода определяется параметрами работы компрессорной станции [9].

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Компрессорная станция обеспечивает регулировку режима работы газопровода в зависимости от потребления газа, максимально используя аккумулирующую способность газопровода. Отбор газа для газораспределительной станции производится до входа в компрессорную станцию [30].

Проведем расчет режимов работы компрессорной станции.

Для компрессорной станции характерны следующие исходные данные:

- коммерческая производительность,  $Q_{км} = 9$  млрд.м<sup>3</sup>/год;
- рабочее давление компрессорной станции,  $P_1 = 5,4$  МПа;
- давление в компрессорную станцию на входе,  $P_2 = 3,9$  МПа;
- температура газа компрессорной станции на выходе,  $t_1 = 30$  °С;
- температура газа на входе в компрессорную станцию,  $t_2 = 7$  °С;
- диаметр газопровода на входе и выходе,  $D = 1020$  мм [4].

Давление газа,  $P_{вс}$  на входе компрессорного цеха определим по формуле:

$$P_{вс} = P_2 - \delta P_{вх}, \quad (3.4.1)$$

где  $P_{вх}$  – потери давления во входных технологических коммуникациях компрессорной станции, МПа.

Потери давления газа в технологических трубопроводах и оборудовании компрессорной станции следует рассчитывать: в трубопроводной обвязке – по проектным геометрическим характеристикам; в оборудовании – по техническим характеристикам заводов-изготовителей оборудования [28,50].

Значение потери давления газа в технологических коммуникациях компрессорной станции принимаем  $\delta_{рвх} = 0,08$  (таблица 3.4) [28].

$$P_{вс} = 3,9 - 0,08 = 3,82 \text{ МПа.}$$

На компрессорной станции предполагается установить газоперекачивающие агрегаты с электроприводом типа [REDACTED] и нагнетателем типа [REDACTED], основные характеристики которых представлены в таблице 3.6, 3.7.

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.6 - Техническая характеристика газоперрекачивающего агрегата с электроприводом

Наименование параметра	Значение
Тип агрегата	██████████
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	10000
Частота вращения, об/мин	8200
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,2
Тип центробежного нагнетателя	██████████
Степень сжатия	1,26
Абсолютное давления нагнетателя, МПа	4,36
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	8200
$Z_{пр}$	0,91
$R_{пр}$ , Дж/(кг·К)	490,5
$(T_{вс})_{пр}$ , К	287,15

Таблица 2.7 - Параметры центробежного нагнетателя

Тип нагнетателя	$Z_{пр}$	$R_{пр}$ , Дж/кг·К	$T_{пр}$ , К	$Q_{пр min}$ , м <sup>3</sup> /мин	$Q_{пр max}$ , м <sup>3</sup> /мин	$n_{н}$ , мин <sup>-1</sup>	$\eta_{полма x}$
1	2	3	4	5	6	7	8
██████████	0,91	490,5	287,15	141,60	290	8200	0,8



Рисунок 5.1 - ЭГПА-██████████ с нагнетателем типа ██████████ [28]

Состав электроприводного газоперекачивающего агрегата:

- центробежный нагнетатель природного газа;
- асинхронный высокоскоростной электродвигатель;
- полупроводниковый преобразователь частоты;
- агрегатная система автоматического управления и регулирования;
- аппарат воздушного охлаждения газа с вентильным электроприводом;
- система активного магнитного подвеса;
- система электроснабжения [41].

Объемную производительность при параметрах на входе в нагнетатель  $Q$  м<sup>3</sup>/мин., определим по формуле:

$$Q = \frac{0,24 Q_n z_{вс} T_{вс}}{P_{вс}}, \quad (3.4.2)$$

где  $Q_n$  – производительность центробежного нагнетателя, млн.м<sup>3</sup>/сут (при 293,15 К и 0,1013 МПа);

$z_{вс}$  – коэффициент сжимаемости газа при условии входа в нагнетатель;

$P_{вс}$  – абсолютное давление, МПа;

$T_{вс}$  – температура газа на входе в нагнетатель, К.

Температуру газа  $T_{вс}$  на входе компрессорного цеха следует принимать равной температуре газа  $T_2$  в конце предшествующего линейного участка.

$$Q_k = \frac{q_{кп}}{m}, \quad (3.4.3)$$

где  $m$  – количество параллельно работающих групп из последовательно включенных нагнетателей.

В нашем случае  $m=1$ .

$$Q_k = \frac{9}{1} = 9 \text{ млн м}^3/\text{сут.}$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 P_{нр2}}{\tau}. \quad (3.4.4)$$

$$\tau_2 = 1 - 1,68T_{np2} + 0,78T_{np2}^2 + 0,0107T_{np2}^3 \cdot \quad (3.4.5)$$

$$\tau_2 = 1 - 1,68T_{np2} + 0,78T_{np2}^2 + 0,0107T_{np2}^3 \cdot \quad (3.4.6)$$

$$P_{np2} = \frac{P_2}{P_{нк}} \cdot \quad (3.4.7)$$

$$T_{np2} = \frac{T_2}{T_{нк}} \cdot \quad (3.4.8)$$

$$P_{np2} = \frac{3,9}{4,614} = 0,8453 \cdot$$

$$T_{np2} = \frac{280,15}{213,14} = 1,314 \cdot$$

где  $P_{np}, T_{np}$  - давление и температура приведённые;

$P_{нк}$  - давление псевдокритическое, МПа;

$T_{нк}$  - температура псевдокритическая, К;

$T_{вс}$  – на входе в нагнетатель температура газа, К.

$$\tau_2 = 1 - 1,68 \cdot 1,455 + 0,78 \cdot 1,455^2 + 0,0107 \cdot 1,455^3 = 0,2399 \cdot$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,8453}{0,2399} = 0,8904 \cdot$$

$$Q = \frac{0,24 \cdot 9 \cdot 0,8904 \cdot 280,15}{3,9} = 138,15 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Определим мощность  $N$  кВт, потребляемую нагнетателем:

$$N = \frac{N_i}{0,95\eta_m}, \quad (3.4.9)$$

где  $\eta_m$  – коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора (если имеется) механический, для электроприводных газоперекачивающих агрегатов должен приниматься равным 0,96; 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя [30].

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если приведенные характеристики нагнетателя отсутствуют, то допускается приближенное расчетное определение внутренней мощности нагнетателя, кВт, определим по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 z_{вс} T_{вс} Q_k}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1) = \frac{55,6 P_{вс} Q}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1), \quad (3.4.10)$$

где  $\varepsilon$  – степень повышения давления (в нагнетателе);

$\eta_{пол}$  – политропический коэффициент полезного действия нагнетателя, при отсутствии данных, принимаем 0,80.

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}} = \frac{5,4}{3,9} = 1,3846, \quad (3.4.11)$$

$$N_i = \frac{55,6 \cdot 3,9 \cdot 138,15}{0,8} (1,3846^{0,3} - 1) = 3639,95 \text{ кВт},$$

$$N = \frac{3639,95}{0,95 \cdot 0,96} = 3991,173 \text{ кВт}.$$

Плотность газа при условиях входа в нагнетатель определим по следующей формуле, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс}}{z_{вс} R T_{вс}}, \quad (3.4.12)$$

где  $z_{вс}$  – коэффициент сжимаемости газа при входе в нагнетатель;

$P_{ст}$  – давление газа (абсолютное) в стандартных условиях, МПа;

$T_{ст}$  – температура газа в стандартных условиях, К;

$R$  – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг·К, определяемая по формуле:

$$R = \frac{0,287}{\Delta} = \frac{287}{0,692} = 414,51 \text{ Дж/ Кг} \cdot \text{К}. \quad (3.4.13)$$

$$\rho_{вс} = \frac{3,9 \cdot 10^6}{0,8904 \cdot 414,51 \cdot 286,15} = 37,990 \text{ кг/м}^3.$$

Определение параметров центробежных нагнетателей выполним по их приведенным характеристикам, что позволит учитывать отклонение

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

параметров газа на входе нагнетателя, а именно  $z_{вс}$ ,  $R$ ,  $T_{вс}$  от их приведенных значений  $z_{пр}$ ,  $R_{пр}$  и  $(T_{вс})_{пр}$  [47,51].

Приведенная объемная производительность, м<sup>3</sup>/мин.

$$Q_{пр} = Q \frac{n_n}{n}, \quad (3.4.14)$$

где  $n$ ,  $n_n$  – частота вращения ротора нагнетателя фактическая и номинальная, об/мин.

$$Q_{пр} = 138,15 \frac{8200}{8000} = 141,60 \text{ м}^3/\text{мин.} \quad (3.4.15)$$

$$\left( \frac{n}{n_n} \right)_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр} (T_{вс})_{пр} R_{пр}}{z_{вс} T_{вс} R}},$$

где  $z_{вс}$ ,  $R_{пр}$ ,  $(T_{вс})_{пр}$  – параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя: коэффициент сжимаемости, газовая постоянная компримируемого газа и температура, принимаем по табл. 3.1.

$$\left( \frac{n}{n_n} \right)_{пр} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 280,15 \cdot 414,51}} = 1,074.$$

Принимаем значение фактической частоты вращения вала нагнетателя  $n = 8000$  об/мин.

При расчете рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо использовать следующие приведенные характеристики [29, 48]:

- характеристика центробежного нагнетателя в форме зависимостей степени повышения давления

$$\varepsilon = P_{наг} / P_{вс}. \quad (3.4.16)$$

- политропического коэффициента полезного действия  $\eta_{пол}$  и приведенной относительной мощности

$$\varepsilon = P_{наг} / P_{вс}. \quad (3.4.17)$$

$$\left( \frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{пр} = \frac{N_i}{\rho_{вс}} \left( \frac{n_n}{n} \right)^3, \quad (3.4.18)$$

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{ec}}\right)_{np} = \frac{3639,95}{37,990} \left(\frac{8200}{8000}\right)^3 = 103,18 \text{ кВт/кг}\cdot\text{м}^3.$$

Характеристики отдельного центробежного нагнетателя и групп из двух и трех последовательно включенных нагнетателей в форме зависимостей степени повышения давления и приведенной внутренней мощности [28].

$$(N_i)_{np} = \frac{N_i \cdot (P_{ec})_{np}}{P_{ec}} \sqrt{\frac{z_{np}(T_{ec})_{np} R_{np}}{z_{ec} T_{ec} R}}, \quad (3.4.19)$$

$$(N_i)_{np} = \frac{3639,95 \cdot 3,06}{3,9} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 3146,22 \text{ кВт}.$$

- от приведенной производительности

$$(Q_k)_{np} = Q_k \sqrt{\frac{z_{ec} T_{ec} R_{np}}{z_{np}(T_{ec})_{np} R}} \quad (3.4.20)$$

$$(Q_k)_{np} = 9 \cdot \sqrt{\frac{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 490,5}{0,91 \cdot 287,15 \cdot 414,51}} = 8,647 \text{ млрд м}^3/\text{год}.$$

Параметры работы нагнетателей при давлении на входе, отличающимся от номинального значения, находим с помощью линий постоянной приведенной производительности:

$$(Q)_{np} = Q \sqrt{\frac{z_{np}(T_{ec})_{np} R_{np}}{z_{ec} T_{ec} R}}, \quad (3.4.21)$$

$$(Q)_{np} = 138,15 \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 152,19 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Зависимость повышения температуры газа в нагнетателе  $\Delta t_n(\Delta T_n)$  от его объемной приведенной производительности для различных значений приведенных относительных оборотов [28, 47].

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np}}{z_{ec} R}}, \quad (3.4.22)$$

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{np} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 414,51}} = 1,072.$$

Температуру газа на выходе нагнетателя  $T_{наг}, K$ , определим по формуле:

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{наг} = T_{вх} \varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa \cdot \eta_{пол}}}, \quad (3.4.23)$$

где  $\kappa=1,31$ ;

$$T_{наг} = 280,15 \cdot 1,141^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,8}} = 302,563 \text{ К}.$$

Определим  $P_{\kappa}$  по формуле:

$$P_{\kappa} = \sqrt{p_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{BH}^5}} = \text{МПа.} \quad (3.4.24)$$

$$= \sqrt{5,4^2 - \frac{138,15^2 \cdot 0,692 \cdot 1,291 \cdot 10^{-2} \cdot 0,890 \cdot 291,76 \cdot 111}{105,087^2 \cdot 0,1020^5}} = 3,867$$

Определим среднее давление по формуле:

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left( p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right) = \frac{2}{3} \left( 5,4 + \frac{3,867^2}{5,4 + 3,867} \right) = 4,603 \text{ МПа.} \quad (3.4.25)$$

В ходе расчета были проработаны нормативные документы в области технологического проектирования и сооружения магистральных газопроводов.

По результатам расчетов определены расчетные параметры, которые представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Расчетные параметры реконструируемой КС

Наименование расчетного параметра	Значение
1	2
Конечное давление $P_{\kappa}$ , МПа	3,9
Среднее давление $P_{cp}$ , МПа	4,603
Приведенная температура $T_{np}$	1,54
Приведенное давление $P_{np}$	0,965
Теплоемкость газа $C_p$ , кДж/(кг·К)	2,560
Коэффициент Джоуля-Томсона $Di$ , К/МПа	3,936
Параметр $a_t$	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Средняя температура $T_{cp}$ , К	291,76
Средний коэффициент сжимаемости $Z_{cp}$	0,890
Динамическая вязкость газа $\mu$ , Па·с	$1,176 \cdot 10^{-5}$

Окончание таблицы 3.8

1	2
Число Рейнольдса $Re$	$33,7 \cdot 10^7$
Коэффициент сопротивления трения $\lambda_{тр}$	$11,1 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda$	$1,291 \cdot 10^{-2}$
Конечное давление $P'_к$ , МПа	3,9
Относительная погрешность по давлению, %	0,08

Установлено, что проектная пропускная производительность соответствует прогнозной динамике потоков газа по газопроводу, которая составляет 9,52 млрд м<sup>3</sup>/год, согласно Приложению 1.

Показано, что применяемые для реконструкции компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают заданные режимы работы компрессорной станции.

					Технологический расчет магистрального трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		52

## 4 Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции

### 4.1 Компрессорный цех

#### 4.1.1 Основные сведения о ГПА

Для реконструкции компрессорной станции приняты электроприводные газоперекачивающие агрегаты [REDACTED] «[REDACTED]»- [REDACTED] производства ООО «[REDACTED]».

Количество рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов определено на основании выполненных гидравлических расчетов магистрального газопровода на период до 2020 г. [29].

Согласно выполненным расчетам, на компрессорной станции предусматривается установка 4 электроприводных газоперекачивающих агрегатов (3 раб.+1рез.) с неполнонапорными нагнетателями.

Проектом реконструкции компрессорной станции предусмотрено размещение двух электроприводных газоперекачивающих агрегатов на новой площадке и двух электроприводных газоперекачивающих агрегатов – в существующем здании компрессорного цеха на место демонтируемых.

Газоперекачивающие агрегаты [REDACTED] «[REDACTED]»- [REDACTED] комплектуются неполнонапорными нагнетателями [REDACTED] (степень сжатия 1,26), имеют регулируемое число оборотов двигателя (в диапазоне 0,7-1,05 от номинальной), оборудованы системой «мягкого пуска», магнитными подшипниками и «сухими» (газодинамическими) уплотнениями [55].

Основные параметры и технические характеристики [REDACTED] [REDACTED] «[REDACTED]»- [REDACTED] приведены в таблице 4.1.

					«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	53	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Таблица 4.1 - Технические характеристики ██████████ «██████████»-

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Высокооборотный асинхр. электродвигатель		
Номинальная мощность	кВт/В·А	4000/4770
Номинальная частота вращения	об/мин	8200
Коэффициент полезного действия электродвигателя в номинальном режиме	%	97,2
Коэффициент полезного действия электродвигателя в регулируемом по частоте вращения режиме при 50% нагрузке, не менее	%	95
Вид охлаждения	-	Воздушный
Вес	т	11
Трансформатор	-	-
Входной разделительный трансформатор с 4-мя вторичными 3-х фазными обмотками	-	6000В/4x2100 10000В/4x2100
КПД трансформатора	%	99
Преобразователь частоты	-	-
Выпрямительный мост преобразователя частоты, трехфазный		24-пульсный, диодный
Выходная мощность	В·А	5700
Возможный диапазон регулирования частоты вращения ротора	%	50-105
Коэффициент полезного действия преобразователя частоты	%	97
Нагнетатель		
Производительность объемная (20°C, 0,1013 МПа)	млн.м <sup>3</sup> /сут	12,5
Производительность массовая	кг/с	98,6
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям	м <sup>3</sup> /мин	178,5
Р газа конечное на выходе из нагнетателя	МПа	5,49
Р газа начальное при входе в нагнетатель	МПа	4,36
Степень сжатия	-	1,26
Температура газа при входе в нагнетатель	°С	15

Окончание таблицы 4.1

1	2	3
Плотность газа (20 °С, 0,1013 МПа)	кг/м <sup>3</sup>	0,682
Частота вращения ротора	об/мин	8200
Политропический коэффициент полезного действия нагнетателя	%	85
Диапазон рабочих частот вращения ротора	% от номин.	50-150
Мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя	кВт	3800
Максимальная длительно допустимая мощность электроприводного газоперекачивающего агрегата	кВт	4400
Минимальная длительно допустимая мощность электроприводного газоперекачивающего агрегата	кВт	2000
Минимальный пусковой цикл	сек	240
Максимальное количество пусков в интервале часа	-	15

Для обеспечения работы газодинамической установки требуется подвод буферного газа, отбираемого из нагнетательного трубопровода после крана, и разделительного воздуха, взятого вне помещения машинного зала.

Узлы машинного парка эксплуатируются в воздушной среде с избыточным давлением, которая обеспечивает их охлаждение и взрывозащиту нагнетателя.

Агрегатная система воздухоподготовки входит в комплект поставки электроприводных газоперекачивающих агрегатов [48].

Применяемые для реконструкции компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают различные режимы работы компрессорной станции, что позволяет достичь экономии потребления электроэнергии [55].

Учитывая, что для реконструкции компрессорной станции применены агрегаты с магнитными подшипниками и «сухими» уплотнениями, не требующие турбинное масло в таких количествах, как для газоперекачивающих агрегатов с масляными уплотнениями, проектом не предусмотрена

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

реконструкция существующего склада горючесмазочных материалов с насосной. Существующие склад горючесмазочных материалов и насосная остаются без изменений и будут использованы для потребностей линейной эксплуатационной службы.

#### 4.1.2 Газовая обвязка газоперекачивающих агрегатов

Подключение газоперекачивающих агрегатов к всасывающему и нагнетательному коллекторам выполнено трубопроводами диаметром 500мм. Схема подключения газоперекачивающих агрегатов – коллекторная. Диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов – диаметром наружным 700мм, диаметр общестанционного рециркуляционного трубопровода - диаметром наружным 400 мм.

Коллекторная схема газовой обвязки газоперекачивающих агрегатов позволяет производить запуск и остановку любого агрегата при работающем компрессорном цехе [47].

Для обеспечения нормального пуска и остановки газоперекачивающего агрегата, а также для защиты нагнетателя от помпажа, схемой предусмотрен пусковой контур ГПА диаметром наружным 300 мм; с установкой регулирующего клапана типа «                    », диаметром наружным 300 мм. на каждом агрегате и разгрузочный контур компрессорного цеха, диаметром наружным 400 мм.

Для защиты от повышения давления на нагнетании компрессорного цеха выше допустимого, а также обеспечения вывода компрессорной станции на «кольцо» без подачи газа в газопровод, на станционном обводе компрессорной станции диаметром наружным 400 мм. предусмотрена установка регулирующего клапана «                    » диаметром наружным 400мм. Быстродействие клапана «                    » при превышении давления составляет 3-4 секунды [26].

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

## 4.2 Установка очистки газа

Существующая установка очистки газа, состоящая из четырех циклонных пылеуловителей с газовой обвязкой, а также фундаменты под них подлежат демонтажу из за физического износа и устаревшей конструкции. Демонтаж установки можно выполнить после завершения реконструкции КС, так как на время проведения работ по реконструкции КС существующая установка очистки газа будет работать в составе существующего цеха.

Учитывая режимы работы и производительность компрессорной станции на период до 2020 года, для очистки газа от механических примесей и жидкости, предусматривается применение новых пылеуловителей типа ЦПУ-5,5 А.ХЛ, ОАО «[REDACTED]» [28].

Отличительной чертой пылеуловителей с циклотрубами является стабильность эффективности очистки при изменении расхода газа в пределах от 30 до 100 % от номинального значения. Небольшое ее снижение, с 99,9 % до 98 %, при увеличении расхода до 125 %. Другим положительным свойством этих пылеуловителей является малый перепад давления и надежная работа циклотруб вплоть до расчетного давления.

Технические характеристики пылеуловителей представлены в таблице 4.2  
Таблица 4.2- Технические характеристики пылеуловителей типа [REDACTED]

Основные технические характеристики		Значения
Максимальная производительность одного аппарата, млн. м <sup>3</sup> /сутки		18,4
Рабочее давление, МПа		5,5
Диапазон производительности, в котором обеспечивается работоспособность, в % от номинального		30-125
Эффективность очистки газа, мг/м <sup>3</sup> выше	40 мкм	100 %
	20-40 мкм	98 %
	10-20 мкм	96 %
Потери давления, МПа		0,5
Температура минимально-допустимая отрицательная стенки, находящейся под давлением, °С		минус 60
Диаметр корпуса, мм		1800
Высота корпуса, мм		5450
Масса пылеуловителя, кг		14085

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Количество аппаратов установки очистки газа определено в соответствии с требованиями ОНТП-51-1-85 и ВРД 39-1.8-055-2002 таким образом, чтобы при отключении одного из пылеуловителей, нагрузка на оставшиеся не выходила за пределы их максимальной производительности, а при работе всех аппаратов не выходила за пределы минимальной производительности [28].

Таким образом, с учетом полного развития нового компрессорного цеха предусматривается три пылеуловителя типа XXXXXXXXXX.

Схема подключения пылеуловителей – коллекторная. Технологическая схема установки очистки газа представлена в Приложении F.

Исходя из допустимой скорости движения газа в коммуникациях компрессорной станции, обвязка пылеуловителей принята из труб диаметром наружным 500мм. Для отключения пылеуловителя установки очистки газа от входного и выходного коллекторов предусмотрены краны диаметром наружным 500 мм. надземного исполнения с ручным приводом [44, 47].

#### 4.3 Система сбора конденсата

Для сбора и удаления продуктов очистки газа, уловленных на установке очистки газа, предусматривается сооружение системы автоматического слива конденсата [44].

В состав системы входят:

- буферная емкость высокого давления подземной установки,  $V = 4 \text{ м}^3$ ;
- блок арматуры;
- подземная емкость для сбора конденсата,  $V = 25 \text{ м}^3$ ;
- конденсатопроводы.

В соответствии с требованиями нормативных документов, система автоматического удаления конденсата предусматривает постоянное поступление конденсата и уловленных механических загрязнений из пылеуловителей в буферную емкость высокого давления,  $V = 4 \text{ м}^3$  [28].

Из буферной емкости конденсат по указателю уровня автоматически сбрасывается в атмосферную емкость сбора конденсата,  $V = 25 \text{ м}^3$ .

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Буферная емкость высокого давления подземного исполнения и блок арматуры расположены вблизи установки очистки газа. Атмосферная подземная емкость сбора выдачи конденсата на вывоз расположена на отдельной площадке.

Атмосферную емкость предполагается оборудовать:

- дыхательным клапаном с огнепреградителем,
- патрубком для выдачи конденсата в автоцистерну на вывоз и утилизацию.

К емкости предусмотрен подъезд автотранспорта.

Прокладка конденсатопроводов на площадке КС предусматривается как надземная, так и подземная [24].

Трубопроводы сброса продуктов очистки газа от пылеуловителей до буферной емкости высокого давления будут проложены на эстакаде, на низких опорах с уклоном от пылеуловителей в сторону емкости. Указанные трубопроводы прокладываются в теплоизоляции с электроподогревом, для предотвращения замерзания жидкости в трубопроводах конденсата зимой.

Трубопроводы конденсата от арматурного блока до атмосферной емкости сбора и выдачи конденсата прокладываются подземно в гидроизоляции [24, 28].

#### 4.4 Установка подготовки импульсного газа

Проектом предусматривается новая цеховая УПИГ, которая предназначена для подготовки части газа, транспортируемого по газопроводу и использования его [46]:

- в качестве импульсного газа для управления пневмоприводными кранами в системах компрессорной станции;
- в качестве импульсного газа для управления пневмоприводными кранами на узлах подключения компрессорной станции к газопроводу.

Основные параметры установки подготовки импульсного газа следующие: расход - 300 м<sup>3</sup>/час, давление – 3,5...5,0 МПа.

Отбор газа на установке подготовки импульсного газа предусматривается общим с отбором газа для автоматической

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
						59
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		

газораспределительной станции собственных нужд по трубопроводу диаметром наружным 80мм. и может осуществляться из следующих точек [44, 46].

- до и после кранов № 20-1 или № 20-2 на узлах подключения компрессорной станции к I и II ниткам газопровода;
- после аппаратов установки очистки газа из всасывающего трубопровода (основной отбор).

Выбор типа установки подготовки импульсного газа произведен с учетом условий эксплуатации и уровня автоматизации.

На УПИГ обеспечивается очистка и осушка импульсного газа до точки росы минус 55 °С, а также хранение импульсного газа в ресивере объемом 3м<sup>3</sup> для обеспечения надежности управления кранами с пневмогидроприводом.

Блочно-комплектная установка подготовки импульсного газа производства █████ «██████» располагается на открытой площадке.

Из установки подготовки импульсного газа импульсный газ подается в ресивер, поставляемый комплектно, а затем по трубопроводам импульсного газа к кранам компрессорной станции и к кранам узлов подключения. Перед ресивером установлен обратный клапан [55].

#### **4.5 Автоматическая газораспределительная станция собственных нужд**

Газ на собственные нужды КС и для жилпоселка █████ подается с выхода существующей автоматической газораспределительной станции «██████» производства █████ «██████», которая, согласно результатам технического обследования, построена в соответствии с требованиями нормативных документов, и реконструкции не подлежит [29].

Учитывая, что существующая автоматическая ГРС расположена на месте предполагаемой прокладки коллекторов нового цеха, проектом предусмотрен перенос существующей существующей автоматической ГРС на новую площадку, расположенную на территории действующей компрессорной станции. Диаметр наружный подводящего к существующей автоматической газораспределительной станции трубопровода принят 80 мм.

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
						60
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		

#### 4.6 Основные технологические решения по реконструкции узлов подключения компрессорной станции

Основным решением по реконструкции узлов подключения КС является: строительство по обеим ниткам газопровода узлов подключения компрессорной станции, совмещенных с узлами приема-запуска очистных устройств, новых шлейфов, а также полная замена участков газопровода между охраняемыми кранами [24, 28].

Прокладка трубопроводов на указанных узлах:

- подземная – на глубине не менее 0,8 м до верха трубы;
- надземная – на опорах высотой, обеспечивающей просвет не менее 0,5 м;
- между трубой и поверхностью площадки узла.

При пересечении трубопроводов, трубопроводы меньшего диаметра должны быть проложены на расстоянии 350 мм в свету под трубопроводами большего диаметра.

Узлы подключения компрессорной станции, совмещенные с узлами приема-запуска очистных устройств, предназначены [47]:

- для подачи природного газа, транспортируемого по двум ниткам газопровода «                     ГПЗ –                      –                     », на вход компрессорной станции;
- для подачи природного газа после компримирования в обе нитки газопровода;
- для подачи транспортируемого газа, минуя компрессорную станцию, по обводному трубопроводу;
- для осуществления операций по приему и запуску очистных устройств и диагностики технического состояния трубопроводов;
- для защиты от обратного потока газа (обратный клапан на нагнетательном шлейфе);
- для стравливания газа из коммуникаций КС через продувочные свечи при проведении ремонтных работ или в случае аварии.

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		61

Технологическая схема узлов подключения позволит выполнять операции по приему и запуску очистных устройств и средств диагностики по обеим ниткам газопровода без прекращения транспорта газа, как при работающей компрессорной станции, так и при подаче газа минуя компрессорную станцию.

Для контроля за прохождением очистных и диагностических устройств на площадках узлов подключения предусмотрена установка сигнализаторов [50].

Для исключения продольных перемещений камер в процессе эксплуатации, вследствие перемещений от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб предусмотрено распорное устройство с фальш-трубой.

В качестве основной запорной арматуры принимаются равнопроходные шаровые краны для подземной установки, с концами под приварку, с пневмогидроприводом.

Оборудование, трубы и соединительные детали выбраны исполнения «ХЛ» как для макроклиматических районов с холодным климатом в соответствии со СНиП 23.01-99 [40].

Трубопроводы газа на площадках узлов подключения компрессорной станции, совмещенных с узлами приема-запуска, в соответствии требованиями, относятся к участкам I категории [44].

Выбор материала труб и деталей трубопроводов произведен с учетом температуры эксплуатации трубопроводов и транспортируемой среды.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки в районе строительства составляет минус 42 °С.

Толщины стенок технологических трубопроводов рассчитаны в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-86, выбор труб выполнен в соответствии с «Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности» 2000 г. [24].

На основании вышеизложенного в работе приняты следующие трубы [18]:

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1020 x 12 мм – из стали 12ГСБ, производства Челябинского трубопрокатного завода;
- 530 x 12 мм – из стали 12ГСБ, производства Челябинского трубопрокатного завода;
- 530 x 8 мм – из стали 12ГСБ, производства Челябинского трубопрокатного завода;
- трубы диаметром наружным 400 мм.и менее из стали 09Г2С, бесшовные не изолированные, производства Выксунского металлургического и Первоуральского новотрубного заводов.

Согласно общим требованиям к защите от коррозии, а также рекомендаций «ВНИИГАЗА» трубы покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа [35].

Противокоррозионную изоляцию подземных участков труб диаметром наружным 50 – 1000 мм.

Соединительные детали и арматуры узлов подключения предусмотрено выполнить изоляцией усиленного типа покрытием «Протекол».

В местах выхода подземных трубопроводов на поверхность земли, трубу необходимо будет изолировать на 500 мм выше уровня земли.

Надземные трубопроводы и арматуру необходимо покрывать эмалью, в два слоя, по двухслойной грунтовке.

Опознавательную окраску трубопроводов и предупреждающие знаки предусмотрено выполнить в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий» [19].

Технологическая схема узла подключения ко II нитке КС представлена в Приложении I.

					Основные технологические решения по реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

## 5 Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции

### 5.1 Подготовительный этап проведения реконструкции компрессорной станции

Подготовительный этап заключается в выносе за пределы предполагаемой площадки размещения нового компрессорного цеха существующих сооружений и инженерных коммуникаций [47]:

- перенос существующей ГРС «██████████» на новое место на территории действующей компрессорной станции;
- переукладка трубопроводов газа собственных нужд;
- демонтаж площадки для хранения труб и других сооружений, не требуемых для эксплуатации реконструированной компрессорной станции.

Перед началом строительства также необходимо осуществить разборку существующего ограждения длиной, примерно, 120 м. [47].

### 5.2 Первый этап проведения реконструкции

Работы выполняются на заранее подготовленной площадке.

Существующие газоперекачивающие агрегаты ██████████, расположенные в здании существующего компрессорного цеха, работают в обычном режиме.

Последовательность выполнения работ, принимается в соответствии [29]:

- строительство нового здания компрессорного цеха для двух ЭГПА;
- монтаж газовой обвязки для двух электроприводных газоперекачивающих агрегатов с одновременным сооружением всасывающего, нагнетательного и рециркуляционного коллекторов;
- установка двух новых ЭГПА в новом здании компрессорного цеха;
- строительство установки очистки газа с системой сбора конденсата;
- строительство установки подготовки импульсного газа;

					«Реконструкция ██████████ компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	64	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

- строительство узлов подключения компрессорной станции к газопроводу «██████████ ГПЗ – ██████████ – ██████████» (I и II нитки) с узлами приема-запуска очистных устройств и общим для двух ниток узлом сбора продуктов очистки полости газопровода;
- сооружение трубопроводов диаметром 1000 мм. первой и второй нитки газопровода в пределах существующих охранных кранов компрессорной станции;
- подключение вновь построенных узлов подключения компрессорной станции к существующим трубопроводам в пределах охранных кранов компрессорной станции.

### **5.3 Второй этап проведения реконструкции**

Последовательность выполнения работ на втором этапе проведения реконструкции:

- монтаж временных заглушек на всасывающих и нагнетательных трубопроводах существующего КЦ в районе ГПА;
- переукладка части всасывающего коллектора на участке от существующей установки очистки газа до ГПА для возможности сооружения новых всасывающих и нагнетательных коллекторов ЭГПА и обеспечения возможности работы существующих ГПА во время второго этапа реконструкции компрессорной станции;
- демонтаж двух ГПА и соответственно их газовой обвязки;
- установка двух новых ЭГПА в здании существующего компрессорного цеха на место демонтированных газоперекачивающих агрегатов;
- сооружение газовой обвязки электроприводных газоперекачивающих агрегатов;
- сооружение всасывающих и нагнетательных коллекторов для ЭГПА и подключение их к построенным на первом этапе коллекторам;
- сооружение по первой и второй нитке участков газопровода с новыми

					Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

охранными кранами компрессорной станции и поочередное подключение их с одной стороны к существующему газопроводу, а с другой – к построенному участку газопровода между охранными кранами компрессорной станции [29].

По окончании второго этапа реконструкции КС, после ввода в эксплуатацию новых ЭГПА, должны выполняться работы по демонтажу существующему оборудованию и трубопроводов: ЭГПА, установки очистки газа, площадочные трубопроводы, шлейфы старого цеха, участки газопровода I и II нитки между охранными кранами КС, прочих вспомогательных сооружений, не требуемых для дальнейшей эксплуатации [46-48].

С целью обеспечения подачи заданных объемов газа этапы реконструкции обеспечивают выполнение работ при работающей компрессорной станции с минимальным количеством непродолжительных ее остановок со стравливанием газа из коммуникаций.

Для выполнения работ по демонтажу оборудования, трубопроводов, всасывающего и нагнетательных шлейфов, трубопроводов в пределах охранных кранов компрессорной станции, потребуется стравливание газа из коммуникаций существующей КС и трубопроводов в пределах охранных кранов КС [47].

Объемы выбросов газа, связанных с выполнением работ по реконструкции КС, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Объемы выбросов газа, связанных с выполнением работ пореконструкции компрессорной станции

Этап реконструкции	Номер стравливания	Участок, который стравливается	Производимая операция	Объем выброса, тыс.м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5
I этап реконструкции	1	Участок I нитки существующего магистрального газопровода	Подключение нового компрессорного цеха к I нитке	61,0

## Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5
I этап реконструкции	2	Участок II нитки существующего магистрального газопровода	Подключение нового компрессорного цеха ко II нитке	66,5
II этап реконструкции	3	Существующая компрессорная станция	Демонтаж двух СТД-4000-2 в существующем здании компрессорного цеха, монтаж временных заглушек	55,0
	4	Новый компрессорный цех	Подключение новых электроприводных газоперекачивающих агрегатов	50,1
	5	Участки I нитки существующего магистрального газопровода между линейными кранами и между охранными кранами компрессорной станции	Подключение участка с новыми охранными кранами компрессорной станции к действующему газопроводу	285,0
	6	Участки II нитки существующего магистрального газопровода между линейными кранами и между охранными кранами компрессорной станции	Подключение участка с новыми охранными кранами компрессорной станции к действующему газопроводу	298,9
	7	Существующая компрессорной станции	Демонтаж существующей компрессорной станции	48,9

					Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

#### 5.4 Основные параметры после реконструкции

После завершения реконструкции КС и прилегающего газопровода основные технологические показатели представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Основные параметры КС после реконструкции

Основные параметры		Значения
Производительность, млн. м <sup>3</sup> /сут.		23,3 - 33,3
Давление газа на входе компрессорной станции, МПа		3,8 – 4,3
Давление газа на выходе компрессорной станции, МПа		4,8-5,5
Температура газа на входе компрессорной станции, °С		0÷+18
Температура газа на выходе компрессорной станции, °С		+25 - +40
Количествогазоперекачивающих агрегатов, шт.		4
Проектная схема работы		3 раб. + 1 рез.
Мощность установленная, МВт;		16,0
Количество аппаратов установки очистки газа, шт.		3
Давление импульсного газа, МПа;		2,8 – 5,0
Количество шлейфов и их диаметр:		
	всасывающих	1 шт. D <sub>H</sub> 1000
	нагнетательных	1 шт. D <sub>H</sub> 1000

#### 5.5 Результаты проведенного исследования

В результате проведенного исследования можно сказать о повышении производительности за счет увеличения мощности КС с 4 МВт до 16 МВт несмотря на то, что количество ГПА сокращено, до реконструкции было 4 шт, после 3 шт .

					Последовательность проведения реконструкции компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Производительность КС до реконструкции составила 16-25 млн. м<sup>3</sup> /сут, после 23,3 - 33,3 млн м<sup>3</sup> /сут, что соответствует прогнозируемым данным, (Приложение 1), которые приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Основные параметры КС до и после реконструкции

Основные параметры	Значения до реконструкции	Значения после реконструкции
Производительность, млн. м <sup>3</sup> /сут.	15 - 25	23,3 - 33,3
Давление газа на входе компрессорной станции, МПа	2,5-3,0	3,8 – 4,3
Давление газа на выходе компрессорной станции, МПа	2,9-3,9	4,8-5,5
Температура газа на входе компрессорной станции, °С	0÷+18	0÷+18
Температура газа на выходе компрессорной станции, °С	+25 - +40	+25 - +40
Количество газоперекачивающих агрегатов, шт.	3	4
Проектная схема работы	2x1	3 раб. + 1 рез.
Мощность установленная, МВт;	4	16,0
Количество аппаратов установки очистки газа, шт.	4	3
Давление импульсного газа, МПа;	2,8 – 5,0	2,8 – 5,0

## 6 Социальная ответственность

### Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции

Важнейшей задачей при производстве работ по реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В административном отношении район производства работ относится к [REDACTED] району [REDACTED] области. Объект реконструкции находится в районе [REDACTED] области [40].

Предусматривается реконструкция ЭГПА [REDACTED] введённые в эксплуатацию в составе КС в [REDACTED] году, имеющие наработку от [REDACTED] до [REDACTED] тысяч часов при полном сроке службы электродвигателей данного типа 20 лет.

#### 6.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 6.1.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
Разраб.		<i>Ершова Т.В.</i>			Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Литера	Лист	Листов
Руковод.		<i>Герасимов А.В.</i>				ДР	70	110
Консульт.		<i>Гуляев М.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Таблица 6.1 - Опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции ГПА на КС магистрального газопровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции газоперекачивающих агрегатов	Физические		
	-	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 - 74 ССБТ [1]
	-	Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [11]
	-	Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [12]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[34] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[13]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32[31] ПБ 10-115-96[32] ПШБ 01-03[15] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[8] ФЗ –от 22.07.2013г. №123 [ 53]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.4.548-96 [19] СНиП 2.04.05.86 [37]
	Превышение уровней шума	-	ГОСТ 12.1.003–2014 [3] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [10]
	Превышение уровней вибрации	-	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [9]
	Превышение уровней ионизирующих излучений	-	СП 2.6.1–758–99. [44]

Окончание таблицы 6.1			
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции и газоперекачивающих агрегатов	Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [36] СП 52.13330.2011 [46]
Химические			
-	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [4] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [6]
Биологические			
-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	-	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [7]

### 6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [1].

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [30].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [30].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [31].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м<sup>2</sup> при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м<sup>2</sup> при облучении 25-50% поверхности тела и 100Вт/м<sup>2</sup> при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°С (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [30].

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### *Превышение уровней шума*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [4].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [4].

### *Превышение уровней вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [10].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [11].

#### *Превышение уровней ионизирующих излучений*

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД составляет 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно [5].

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [35]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [35].

#### *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет  $1,1 \dots 10 \text{ мг/м}^3$ , для природного газа ПДК равно  $300 \text{ мг/м}^3$  [5].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [5]:

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ .

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ ), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокочапасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам  $1 \text{ мг/м}^3$ .

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности).

– ПДК сернистого газа ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны  $10 \text{ мг/м}^3$  (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

– ПДК метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) –  $5 \text{ мг/м}^3$ .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [8].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		76

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [8].

– *Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.*

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены, за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [8].

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [3, 30, 31].

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования  
(в т.ч. грузоподъемные)*

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [31].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [3].

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### *Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке*

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [13]:

- переменный ток (частота 50 Гц) –  $U$  не более 2,0 В,  
 $I$  не более 0,3 мА;
- переменный ток (частота 400 Гц) –  $U$  не более 3,0 В,  
 $I$  не более 0,4 мА;
- постоянный ток –  $U$  не более 8,0 В,  $I$  не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75 %), должны быть уменьшены в три раза [12].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [13].

Для предотвращения опасных ситуаций должны быть предусмотрены средства электробезопасности: применение малых напряжений (12...42 В), защитное заземление (4...10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные маски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению [13].

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						78
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпись	Дата		

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

#### *Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью [30].

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д. [12].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются на:

- оборудование, работающее под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [17].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми [48].

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник КС, начальник участка и т. д.).

#### *Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте*

В соответствии с противопожарными нормами газотранспортные предприятия относятся к производствам категории «А» – галерея нагнетателей», взрывоопасное помещение, т.к. в результате неисправностей может образоваться взрывоопасная смесь, при воспламенении которой развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [9, 51].

Категория «Г» – машинный зал», производство, где имеются горючие газы (СН<sub>4</sub>), используемые в виде топлива.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, ПУЭ-84, помещения КС можно разделить на следующие классы взрывоопасности:

зона класса «В1а – галерея нагнетателей», возможно образование взрывоопасной смеси в случае аварии;

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зона класса «В1г – машинный зал», пространство у технологических установок, содержащих горючие газы, используемые в качестве топлива [30, 31].

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПВДК), составляющая 5 % величины нижнего концентрационного предела (таблица 6.2, [1]).

Таблица 6.2 - значения НКПР, ВКПР и ПВДК газа

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПВДК	
	по объему (%)		по массе мг/м <sup>3</sup>		% об.	мг/м <sup>3</sup>
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

На компрессорной станции предусмотрены огнетушители ОУ-2 и ОП-5, асбестовые одеяла и ящики с песком, а также пожарная команда, имеющая табельные средства пожаротушения [6].

Все газоперекачивающие агрегаты снабжаются индивидуальными системами пожаротушения, которые включаются автоматически. Все здания на компрессорной станции оборудованы пожарной сигнализацией. Оборудование должно быть окрашено сигнальными цветами [14].

В работающей установке используется противопожарная система с использованием углекислого газа (СО<sub>2</sub>), пожарной сигнализации.

Огонь гасится за счет уменьшения содержания кислорода в воздухе.

Для обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ обязаны ознакомить работающих с пожарной безопасностью каждого вида строительного-монтажных работ, а также веществ, материалов, конструкций и оборудования, которые применяются на этих работах [52, 53].

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты [32].

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

### 6.1.3 Оценка массы газовых огнетушащих веществ (ГОТВ) для машинного зала

Принимаем, для оценки массы огнетушащих веществ, что проектная авария, в данном случае, пожар, одновременно может возникнуть только в одной зоне одного из цехов.

Категория помещения расположения двигателей ЭГПА по взрывопожарной и пожарной опасности «Г» [36].

Рассмотрим «Машзал с электродвигателями».

В качестве расчетных данных использовали:

- объем зоны тушения,  $V_{\text{машзал}} = 2230 \text{ м}^3$ ;
- объем всей трубопроводной разводки установки,  $V_{\text{тр}} = 0,306 \text{ м}^3$

Огнегасящее вещество – двуокись углерода ( $\text{CO}_2$ ), жидкая, высокого давления [45].

Определяем по максимальному объему зоны тушения массу углекислого газа основного запаса, которая составляет [33]:

$$M_z = K_1 \cdot [M_p + M_{\text{тр}} + M_{\text{ост}}], \text{ кг} \quad (6.1)$$

$$M_z = 1,05 \cdot [1883,32 + 306,78 + 50,0] = 2353,0 \text{ кг.}$$

где  $M_p$  - масса  $\text{CO}_2$ , предназначенная для создания в объеме помещения огнетушащей концентрации при отсутствии искусственной вентиляции воздуха, определяется для двуокиси углерода по формуле:

$$M_p = V_p \cdot \rho \cdot (1 + K_2) \cdot \text{Ln}(100/100 - C_n), \text{ кг}$$
$$M_p = 230 \cdot 1,9 \cdot (1 + 0,062) \cdot \text{Ln}(100/100 - 349) = 1883,32, \text{ кг} \quad (6.2)$$

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $V_p$  - расчетный объем защищаемого помещения – 2230,0 м<sup>3</sup>;

$C_n$  - нормативная объемная концентрация = 34,9 кг/м<sup>3</sup> [23].

Для определения емкости модуля жидкой двуокиси углерода необходимо учесть потери углекислого газа  $M_{тр}$ , который остается в подводящем,  $d_n = 100$  мм, и распределительном,  $d_p = 80$  мм, трубопроводах при каждом пуске.

Масса остатка CO<sub>2</sub> в трубопроводах кг, определяется по формуле:

$$M_p = V_{тр} \cdot \rho_{ост}, \text{ кг.} \quad (6.3)$$

$$M_e = 0,306 \cdot 1000 = 306,78, \text{ кг,}$$

где  $V_{тр}$  - объем всей трубопроводной разводки установки равный 0,306 м<sup>3</sup>;

$\rho_{ост}$  - плотность остатка жидкого CO<sub>2</sub> при давлении, которое имеется в трубопроводе после окончания истечения массы газового огнетушащего вещества  $M_{рв}$  равна 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$M_{ост}$  – остаток CO<sub>2</sub> в модуле жидкой двуокиси углерода после срабатывания, который принимается на модуль равный 50,0 кг.

С учетом 100 % запаса ОВ масса углекислого газа, которая необходима для ликвидации пожара, будет равна

$$M_{CO_2} = 2 \cdot M_e, \text{ кг.} \quad (6.4)$$

$$M_{CO_2} = 2 \cdot 2353,0 = 4706,0, \text{ кг,}$$

где  $V_{тр}$  - объем всей трубопроводной разводки установки равный 0,306 м<sup>3</sup>;

$\rho_{ост}$  - плотность остатка жидкого CO<sub>2</sub> при давлении, которое имеется в трубопроводе после окончания истечения массы газового огнетушащего вещества  $M_{рв}$  равна 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$M_{ост}$  – остаток CO<sub>2</sub> в модуле жидкой двуокиси углерода после срабатывания, который принимается на модуль равный 50,0 кг.

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчеты выполнены для одного цеха. По данным расчетов массы  $\text{CO}_2$  следует, что для пожаротушения необходимо использовать автоматическую установку пожаротушения (АУПТ) низкого давления на базе МИЖУ5/2,2 с максимальным заполнением 4750,0 кг [35].

Распределительные устройства АУПТ имеет 4 направления подачи  $\text{CO}_2$ , которые соответствует числу зон (МИЖУ) пожаротушения. Диаметр магистрального трубопровода составляет 100,0 мм, распределительных – от 20 до 70 мм. При меньшем диаметре трубопровода не обеспечиваются необходимые быстродействие АУПТ и интенсивность подачи  $\text{CO}_2$  за 60 секунд по всем направлениям.

## 6.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [15, 16].

– Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 6.3.

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докum.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Почва	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошкой или асбестом.</p>
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>

Окончание таблицы 6.3

1	2	3
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: -ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

### 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим план ликвидации аварии на магистральном газопроводе в таблице 6.4 [18, 20, 52].

					Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Таблица 6.4- План ликвидации аварии на магистральном газопроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв газопровода на территории компрессорной станции	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру и в управление ЛПУ МГ
	2. Получение информации об аварии	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности; 2. Убедитесь в достоверности информации
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии: – диспетчера ЦДС «██████████»; – руководство ЛПУ МГ
	4. Принятие оперативных мер	1. После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка, определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод заполняется и включается в работу
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Эффективность инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции

Для оценки эффективности реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции определена коммерческая эффективность проекта.

Расчет коммерческой эффективности проекта основывается на сложившихся в мировой инвестиционной практике подходах, основным из которых является расчет денежных потоков, включающий все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы, которые необходимы для реализации проекта [26].

Для реконструкции компрессорной станции принято решение применить электроприводные газоперекачивающие агрегаты мощностью 4 МВт.

Мы предполагаем, что в реконструкцию объекта подобного типа необходимы: капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

#### 7.1. Капитальные вложения в реконструкцию

Предполагаемая стоимость реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции определена сводным сметным расчетом [27].

Рассмотрим распределение предполагаемой сметной стоимости реконструкции объекта в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Распределение сметной стоимости реконструкции компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Подготовка территории строительства	■
Основные объекты строительства, всего	■

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Реконструкция ■ компрессорной станции»			
Разраб.		Ершова Т.В.			Производственная и экологическая безопасность при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	88	110
Консульт.		Белозерцева О.В.				ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рвляченко А.В.						

Окончание таблицы 7.1

1	2
Объекты энергетического хозяйства-всего	██████████
Объекты транспортного хозяйства и связи – всего	██████████
Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения – всего	██████████
Благоустройство и озеленение территории - всего	██████████
Итого по видам работ	██████████
Необъемные затраты (резерв средств на непредвиденные затраты)	██████████
в том числе возвратные суммы	██████████
Итого (без НДС)	██████████
НДС	██████████
Всего по сводному сметному расчету	██████████
в том числе возвратные суммы	██████████
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	██████████
Основные фонды	██████████

При определении основных фондов из суммы капитальных вложений исключены затраты, не относящиеся к основным фондам [23].

В результате основные фонды по реконструируемой компрессорной станции составят ██████████ тыс. руб.

Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Работы подготовительного периода, всего	██████████
Работы основного периода, всего	██████████

					Эффективность инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

### Окончание таблицы 7.2

1	2
в том числе:	
основные объекты строительства	██████████
объекты энергетического хозяйства	██████████
объекты транспортного хозяйства и связи	██████████
наружные сети и сооружения, водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	██████████
благоустройство и озеленение территории	██████████
Итого по видам работ	██████████
По видам работ (включая резерв)	██████████
Всего	██████████
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	██████████
Основные фонды	██████████

Стоимость реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции (капитальные вложения) составит ██████████ тыс. руб. на два года.

### 7.2 Эксплуатационные расходы

В данном разделе приведены годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением электроприводной компрессорной станции.

Расход газа, электроэнергии принят по прейскуранту «Внутренние расчетные (оптовые) цены на газ и электроэнергию». Стоимость газа принята по прейскуранту [23, 27].

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала рассчитан на основании уровня среднемесячной заработной платы одного работника, занятого в транспорте газа.

Начисления на зарплату приняты в размере 26 % по нормативным документам, действующим в Российской Федерации.

					Эффективность инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Амортизационные отчисления основных фондов определены на основании «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

На основании анализа фактических данных отчисления в ремонтный фонд приняты в размере 1% от стоимости основных фондов [54].

Прочие расходы приняты в размере 10 % от суммы всех расходов по смете.

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Годовые эксплуатационные расходы реконструкции компрессорной станции

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена за един., руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.
Электроэнергия	тыс.кВт.час.	972,3	85465	████████
Газ	тыс. м <sup>3</sup>	883	780,9	████████
Зарплата	тыс. руб.	-	-	████████
Начисления на заработную плату	тыс. руб.	-	-	████████
Амортизационные отчисления	тыс. руб.	-	-	████████
Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	-	-	████████
Прочие расходы	тыс. руб.	-	-	████████
Всего	тыс. руб.	-	-	████████

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода составляют ██████████ тыс. руб.

### 7.3 Оценка эффективности инвестиций

Для оценки эффективности инвестиций определена коммерческая эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции. Для расчета коммерческой эффективности реконструкции компрессорной станции приняты следующие параметры [25]: метод оценки – чистый денежный поток в рублях; расчетный период – 21 год; шаг расчета – 1 год; 2007 год начала оценки инвестиций; условия финансирования – собственные средства; ставка дисконта (8 % в год); размер налога на прибыль – 24 %.

Годовой чистый денежный поток определяется как сумма амортизационных отчислений и чистой прибыли.

Исходные данные для расчета коммерческой эффективности получены в результате применения метода Монте-Карло из модельных данных [22].

Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции представлен в таблице 7.4 – 7.7.

В расчете учтена потребность в повторных капиталовложениях для обновления основных фондов (10 % от стоимости капитальных вложений для замены наиболее изнашивающегося оборудования).

Таблица 7.4 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Годы расчетного периода	Производительность до реконструкции, млрд/м <sup>3</sup>	Производительность после реконструкции, млрд/м <sup>3</sup>	Объем товарного газа, млрд/м <sup>3</sup>	Выручка от реализации млн. руб.
1	2	3	4	5
2007	-	-	-	-
2008	7,00	8,14	1,14	■
2009	7,00	9,73	2,73	■
2010	7,00	9,76	2,76	■

Окончание таблицы 7.4

1	2	3	4	5
2011	7,00	9,74	2,74	
2012	7,00	9,71	2,71	
2013	7,00	9,69	2,69	
2014	7,00	9,67	2,67	
2015	7,00	9,64	2,64	
2016	7,00	9,62	2,62	
2017	7,00	9,57	2,59	
2018	7,00	9,55	2,57	
2019	7,00	9,52	2,55	
2020	7,00	9,52	2,52	
2021	7,00	9,52	2,52	
2022	7,00	9,52	2,52	
2023	7,00	9,52	2,52	
2024	7,00	9,52	2,52	
2025	7,00	9,52	2,52	
2026	7,00	9,52	2,52	
2027	7,00	9,52	2,52	

Годовой прирост производительности после реконструкции компрессорной станции магистрального газопровода представлен на рисунке 7.1.

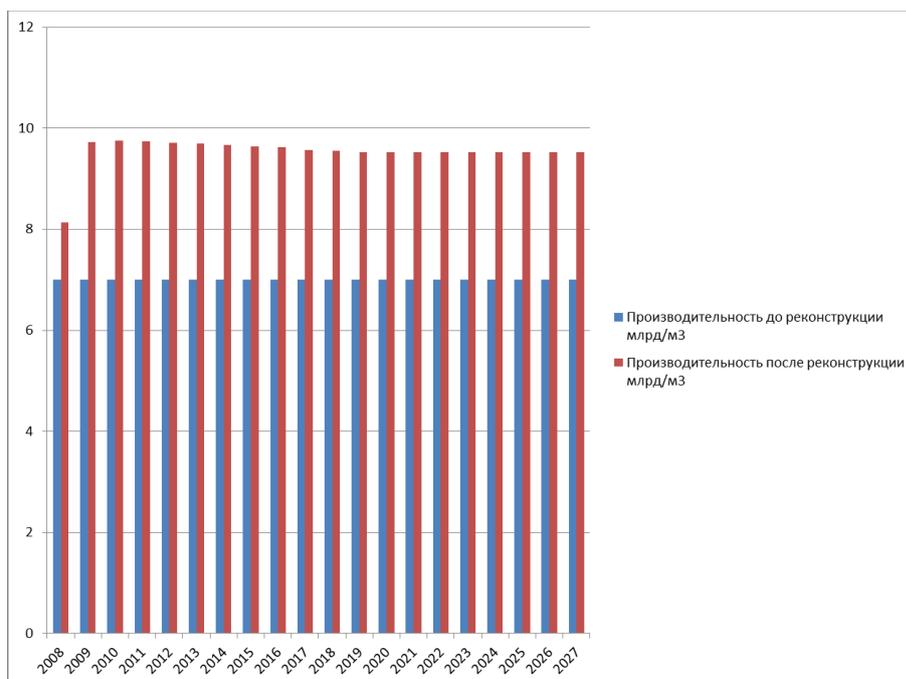


Рисунок 7.1 - Годовой прирост производительности после реконструкции компрессорной станции магистрального газопровода

Таблица 7.5 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Валовая прибыль КС, млн. руб.	Увеличение чистой прибыли газотранспортного предприятия по всей России, млн. руб.	Увеличение чистой прибыли дочернего предприятия, млн. руб.	Капитальные вложения, млн. руб.
-	-		
93,20			
315,11			
134,25			
-56,35			
-357,98			
-520,90			-
-526,61			-
-535,19			-
-540,91			-
-549,49			-
-555,21			
-560,93			
-569,50			
-569,50			
-569,42			
-436,87			-
-321,93			-
-205,14			-
-101,06			-
66,15			-

Таблица 7.6 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Себестоимость трансп. доп. объемов газа, млн. руб.	Производственные затраты, млн. руб.	
	всего	в том числе амортизация
1	2	3
2016,85	1290,05	622,52



В результате выполненных расчетов были определены интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции (таблица 7.8).

Таблица 7.8 - Интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции

Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
Чистый дисконтированный денежный доход	млн. руб.	■
Срок окупаемости	лет	14
Индекс доходности		■
Внутренняя норма доходности	%	11,652

Таким образом, данные, приведенные в таблице 6.8, свидетельствуют о том, что в целом реконструкция и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции эффективно.

Чистый дисконтированный доход больше нуля и составляет ■ млн. руб, срок окупаемости 13,89 лет, индекс доходности больше 1, внутренняя норма доходности больше 8 %.

## Заключение

На основе исходных данных основных параметров были определены последовательность проведения реконструкции, в результате которой установлено:

Давление газа на входе КС 3,8 – 4,3 МПа, увеличение составило 33,2 %, давление газа на выходе КС 4,8-5,5 МПа, увеличение составило 43 %, что позволило определить увеличение производительности объекта.

Производительность объекта увеличилась до 23,3 - 33,3 млн. м<sup>3</sup> /сут, что составило 41%.

Мощность объекта увеличилась 16 МВт, что составило 300 %

Стоимость реконструкции и технического перевооружения КС составили ████████ тыс. руб, срок окупаемости составит 14 лет.

					«Реконструкция ████████ компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Ершова Т.В.				ДР	97	110
Руковод.		Герасимов А.В.						
Консульт.								
Зав. каф		Рвлаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б11		

### Список используемой литературы

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.– М.: Недра, 2011. – 246 с.
2. Березин В.А., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов и др. – М.: Недра, 1978.-364 с.
3. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
4. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
5. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016г.).
6. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 24.03.2016г.).
7. ГОСТ 12.1.007–76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).
8. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
9. ГОСТ 12.1.010–76. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 12.03.2015г.).

					«Реконструкция Парабельской компрессорной станции»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ершова Т.В.			Список используемой литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	98	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. каф		Рвладченко А.В.						

10. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ww.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 12.03.2015г.).
11. ГОСТ 12.1.029–80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 16.03.2015г.).
12. ГОСТ 12.1.030–81. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 16.03.2015г.).
13. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 24.03.2015г.).
14. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016г.).
15. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 04.04.2016г.).
16. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 04.04.2016г.).
17. ГОСТ Р 22.0.01–94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).
18. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

19. ГОСТ Р 22.0.07– 91. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 25.03.2016г.).
20. ГОСТ 14202 – 69. Трубопроводы промышленных предприятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 04.04.2015г.).
21. ГОСТ 25812–83. «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 14.02.2016г.).
22. ГОСТ 54500.3.1 – 2011. Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло;[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 17.02.2016г.).
23. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 11.02.2016г.).
24. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы: Учебное пособие /. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.
25. Керимов В. Э. Учет затрат, калькулирование и бюджетирование в отдельных отраслях производственной сферы. – М.: Дашков и Ко, 2006г.– 484 с.
26. Коссов В. В. и др. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов – М.: Экономика, 2000. – Т. 2. – 234 с.
27. Креницына З.В. Ресурсоэффективность отрасли: Учебное пособие /З.В.Креницына. – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2013. – 182 с.

					Список используемой литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

28. ОНТП 51–1–85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.02.2016г.).
29. Официальный сайт ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru) (дата обращения 11.02.2016г.) .
30. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 17.03.2016г.).
31. ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
32. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.03.2016г.).
33. РД 03–29–93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 02.04.2016г.).
34. РСН 68–87.Проектирование объектов промышленного и гражданского назначения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 15.02.2016г.).
35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–2003. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 13.03.2016г.).
36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 14.03.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. СНиП 2.01.07–85. Нагрузки и воздействия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 17.03.2016г.).
38. СНиП 2.02.04–88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
39. СНиП 2.04.05–86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
40. СНиП 23–01–99\*. Строительная климатология. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 19.03.2016г.).
41. СНиП 42–01–2002. Газораспределительные системы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 19.03.2016г.).
42. Справочник работника газовой промышленности: справочное издание, М.М. Волков – М.: Недра, 1989. – 286 с.;
43. СП 2.6.1–758 – 99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
44. СП 36.13330 – 2011. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 24.01.2016г.).
45. СП 52.13330 – 2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 19.03.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

46. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 24.01.2016г.).
47. СТО Газпром 2–3.5–051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 23.03.2016г.).
48. СТО Газпром 2–3.5–253–2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
49. СТО Газпром 2–2.3– 351– 2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www. http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 23.03.2016г.).
50. СТО Газпром 2–3.5–454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
51. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 19.03.2015г.).
52. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2015г.).
53. Шайхутдинов А.З., Щуровский В.А., Стратегия развития газотранспортной системы России, Газотурбинные технологии, 2012г.– 12 с.

					Список используемой литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

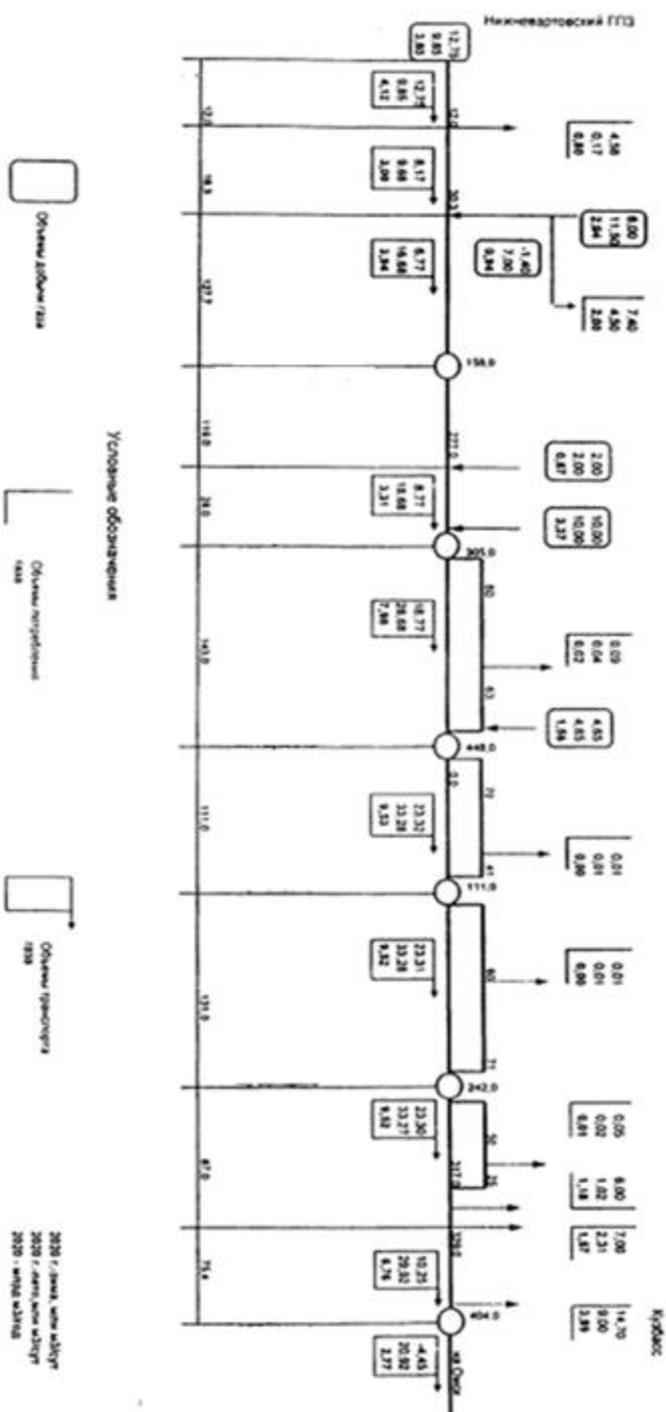
54. Шепеленко Г.И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: Учебное пособие / Г. И. Шепеленко. – 2-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: МарТ, 2000г. – 544 с.
55. Щуровский В.А., Зюзьков В.В., Энергоэффективность магистрального транспорта газа и потребности в газоперекачивающей технике. Компрессорная техника и пневматика. 2011г. – №1 – С.38-41.

					Список используемой литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А  
(рекомендуемое)

Схема потоков газа по газопроводу

« [REDACTED] ГПЗ – [REDACTED] – [REDACTED] »



					«Реконструкция [REDACTED] компрессорной станции»			
								Литера
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Приложения	ДР	105	110
Разраб.		Ершова Т.В.				ТПУ гр. 3-2Б11		
Руковод.		Герасимов А.В.						
Консульт.								
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

## Приложение В

(справочное)

### Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ

Таблица В.1- Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ

Газ, вещество	P <sub>к</sub>		T <sub>к</sub> , К
	кгс/см <sup>2</sup>	МПа	
1	2	3	4
Метан	47,32	4,640	190,66
Этан	49,80	4,884	305,46
Пропан	43,39	4,255	369,90
н-Бутан	38,74	3,799	425,20
изо-Бутан	37,19	3,647	408,10
н-Пентан	34,40	3,373	469,50
изо-Пентан	34,59	3,392	460,40
Гексан	30,89	3,029	507,30
Гептан	27,90	2,736	540,30
Октан	25,42	2,493	568,60
Азот	34,61	3,394	126,20
Водород	13,22	1,296	33,26
Водяно пар	225,55	22,119	647,30
Кислород	51,67	5,076	154,80
Сероводород	91,85	9,007	373,60
Двуокись углерода	75,32	7,386	304,26
Окись углерода	35,64	3,495	132,96
Двуокись азота	103,32	10,132	431,00
Окись азота	68,85	6,752	180,30
Двуокись серы	80,28	7,873	430,70
Криптон	56,10	5,501	209,40
Хлор	78,83	7,711	417,20
Этилмеркаптан	56,00	5,492	499,10
Вода	230,04	22,853	647,40

## Приложение С

(справочное)

### Основные константы индивидуальных газов и жидкостей

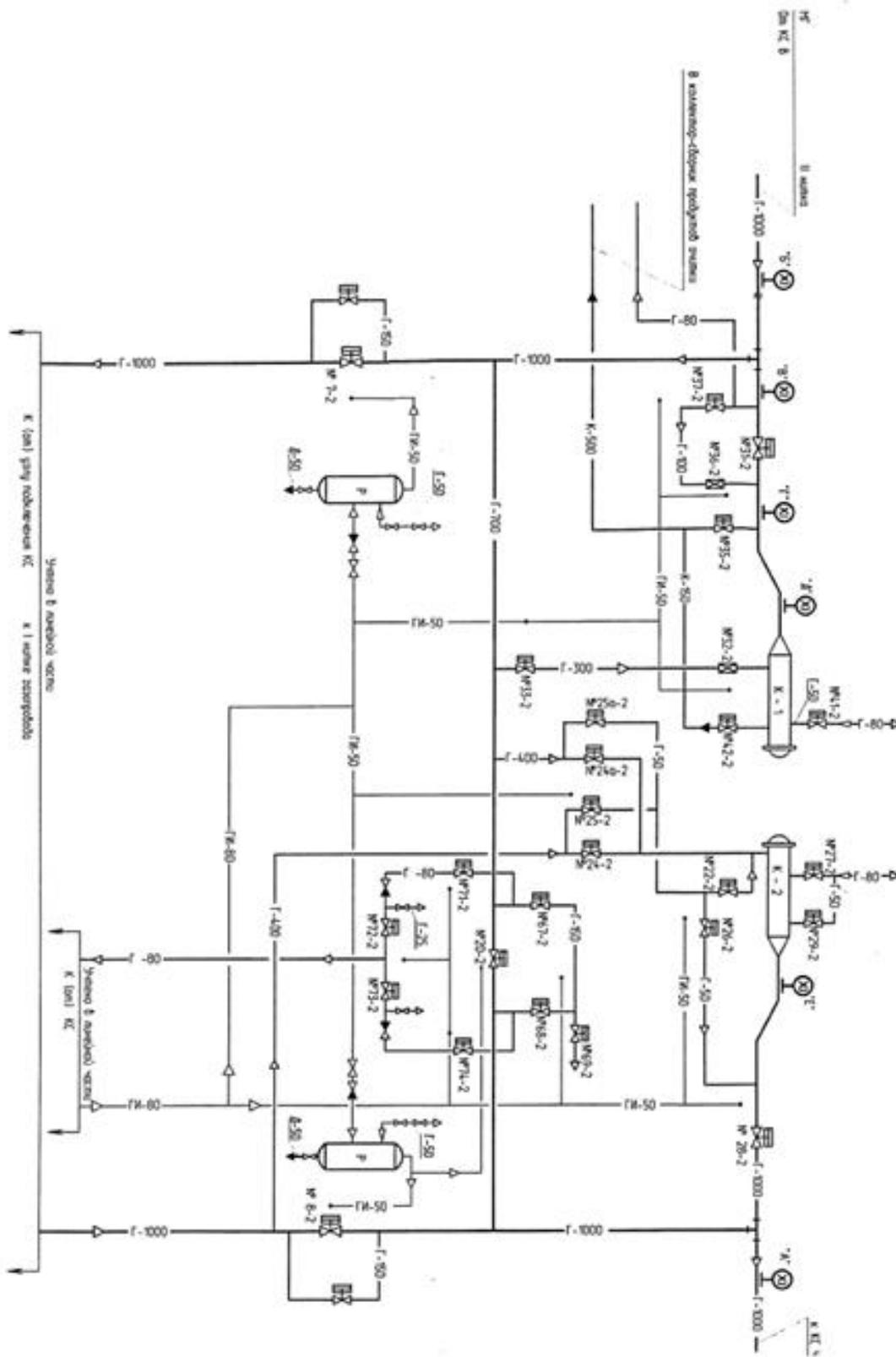
Таблица С.1 - Основные константы индивидуальных газов и жидкостей

Вещество	Молярная масса	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>		Коэффициент сжимаемости при 20 °С и 0,1013 МПа	Вязкость при 20 °С и 0,1013 МПа
		при 0 °С и 0,1013 МПа	при 20 °С и 0,1013 МПа		
1	2	3	4	5	6
Метан	16,042	0,7172	0,6681	0,9980	1,0484
Этан	30,068	1,3548	1,2600	0,9917	0,8720
Пропан	44,094	2,0090	1,8569	0,9821	0,7649
н-Бутан	58,120	2,7010	2,4947	0,9668	0,6956
изо-Бутан	58,120	2,6803	2,4911	0,9701	0,7027
н-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6354
изо-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6507
Гексан	86,178	3,7484	3,5849	0,9134	0,6119
Гептан	100,198	4,4731	4,1679	-	0,550
Октан	114,220	5,030	4,687	-	0,503
Азот	28,016	1,2501	1,1889	0,1998	1,6981
Водород	2,016	0,0898	0,0837	1,0008	0,85
Воздух	28,960	1,2928	1,2046	0,9996	1,7419
Водяной пар	18,016	0,8041	0,7469	-	0,8006
Сероводород	34,082	1,5358	1,4311	0,9905	1,2025
Окись углерода	28,011	1,250	1,165	0,9997	1,6951
Двуокись азота	46,006	2,055	1,915	-	-
Окись азота	30,01	1,340	1,249	-	1,8358
Двуокись серы	64,06	2,947	2,727	-	1,1804
Хлор	70,91	3,233	3,012	-	1,2698
Этилмеркаптан	62,13	0,840	-	-	-
Вода	18,12	1	998,2	-	102,4
Двуокись углерода	44,011	1,9767	1,8346	0,9945	1,3942



Приложение I  
(рекомендуемое)

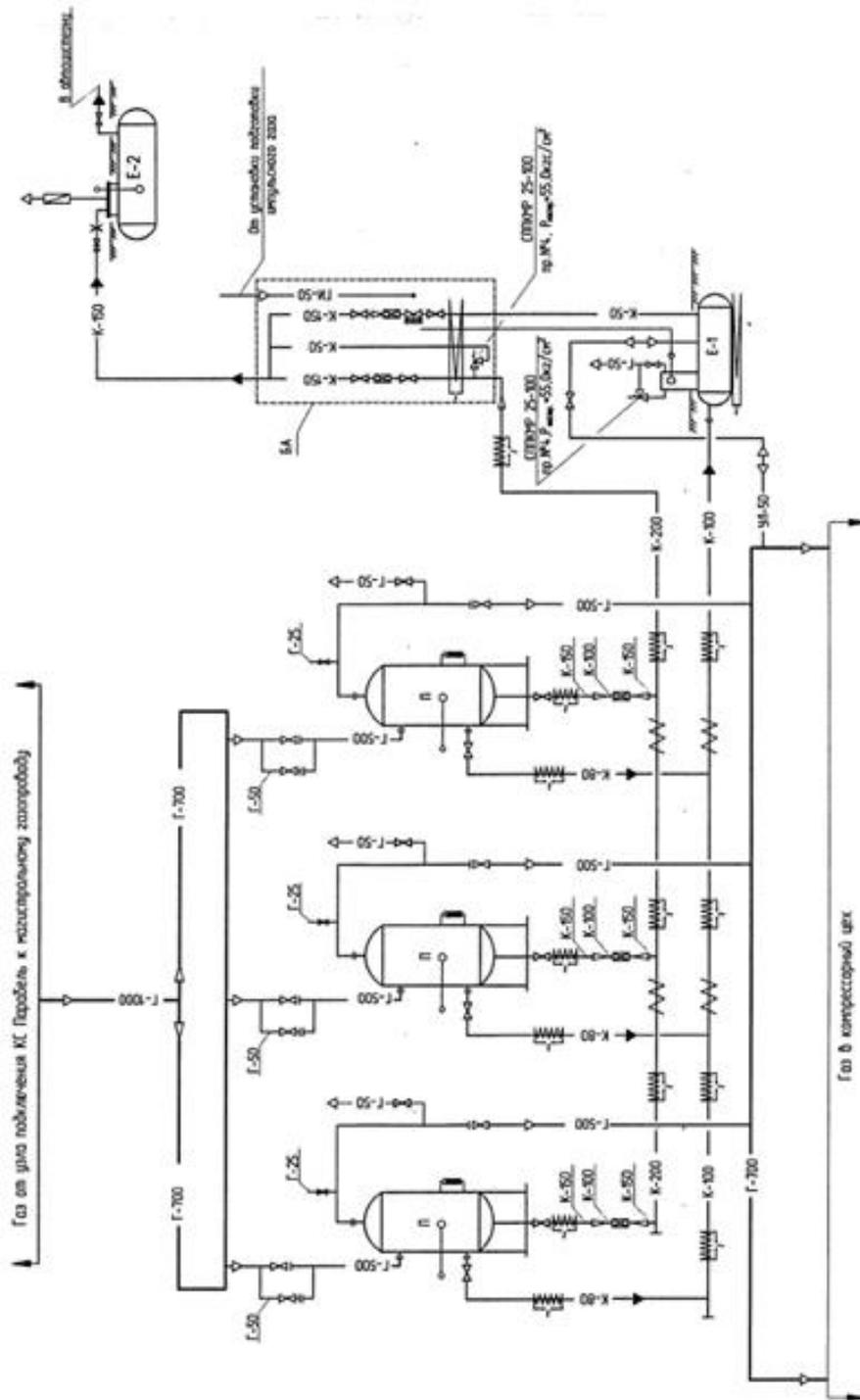
Технологическая схема «Узел подключения КС ко II нитке МГ»



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение F  
(рекомендуемое)

Технологическая схема установки очистки газа КС



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата