

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы «Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»

УДК 622.691.4:620.9-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Жданов М. С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		

Томск – 2019 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРА

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	ответственность за результаты работы	
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК8; ПК-23

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Шадрина А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Жданову М. С.

Тема работы:

«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 11.02.2019 г. №1064/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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.).</i></p>	<p>Методы повышения энергоэффективности КС при реконструкции МГ на основе совершенствования схем компрессорных цехов (КЦ) при выборе типов газотурбинных ГПА и мероприятий по реконструкции линейной части, обеспечивающих снижение потребности в газоперекачивающем оборудовании и затрат топливного газа.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<p>Изучение нормативно технической документации в газотранспортной области. Анализ современных методов повышения энергоэффективной работы КС. Расчет режима проектной производительности КС при замене гпа на агрегаты укрупненной мощности. Математическое моделирование зависимости потребляемой и удельной мощности КС.</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор	
2. Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	
3. Реконструкции компрессорных станций многониточных систем магистральных газопроводов с применением газоперекачивающих агрегатов увеличенной единичной мощности	
4. Социальная ответственность	
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
6. Список использованной литературы	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Жданов Максим Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Жданову Максиму Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования являются адсорберы установки подготовки газа к транспорту.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организацию рабочей зоны
2. Производственная безопасность: <i>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</i> <i>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</i>	При проектировании, эксплуатации и монтаже установок подготовки газа к транспорту следует учитывать возможность возникновения в рабочей зоне следующих факторов: – Вредных: метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации. – Опасных: механическое травмирование рабочего персонала при несоблюдении техники безопасности или аварийном состоянии объектов УПГТ, термическое воздействие вследствие горения, взрывов горючих веществ, жидкостей и их паров.
3. Экологическая безопасность:	УПГТ оказывает воздействие на окружающую среду: – атмосферу (выбросы метана, углекислого газа, предельных углеводородов и др., сжигание остатков нестабилизированного конденсата); – гидросферу (сбросы в сточные воды отходов производственной деятельности);

	<ul style="list-style-type: none"> – литосферу (захоронения отходов производственной деятельности). – селитебную зону (при несоблюдении дистанции охранной зоны).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – привести перечень возможных ЧС на объекте; – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и по повышению устойчивости УПГТ к ЧС; – разработать перечень действий в случае ЧС техногенного характера и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Жданов Максим Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Жданову Максиму Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических, финансовых затрат при проведении капитального ремонта составной части газораспределительной станции.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Создание энергосберегающих технологий с использованием турбодетандеров как за счет увеличения эффективности технологических схем подготовки газа, так и внедрения новых, более совершенных конструкций проточных частей этих машин, обусловлена достижением существенного экономического эффекта.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Продолжительность капитального ремонта – 110 дней, строительно-монтажные работы будут проводиться рабочей бригадой в составе 12 человек. Основные затраты будут идти на приобретение оборудования; сооружение зданий и сооружений, площадок и коммуникации; выполнение контрагентных услуг и оплату труда рабочим.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения комплекса газотурбодетандерных агрегатов на газораспределительную станцию.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Жданов Максим Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 с., 17 рис., 5 табл., 44 источника.

Ключевые слова: энергоэффективность, компрессорная станция, газопровод, реконструкция, трубопроводы с внутренним покрытием.

Объектом исследования в настоящей работе являются методы повышения энергоэффективности КС при реконструкции МГ.

Предмет исследования – совершенствование схем компрессорных цехов.

Цель работы - оценка методов повышения энергоэффективности КС при реконструкции МГ на основе совершенствования схем компрессорных цехов (КЦ) при выборе типов газотурбинных ГПА и мероприятий по реконструкции линейной части, обеспечивающих снижение потребности в газоперекачивающем оборудовании и затрат топливного газа.

Задачи:

1. Изучение нормативно технической документации в газотранспортной области.
2. Анализ современных методов повышения энергоэффективной работы КС.
3. Расчет режима проектной производительности КС при замене гпа на агрегаты укрупненной мощности.
4. Математическое моделирование зависимости потребляемой и удельной мощности КС.

В процессе исследования проводился расчет режима проектной производительности КС при замене ГПА на агрегаты укрупненной мощности. На основе изученной нормативно-технической документации и проанализированных современных методов повышения энергоэффективной работы компрессорных станций, было выполнено математическое моделирование зависимости потребляемой и удельной мощности КС и произведен расчет режима проектной производительности КС при замене

ГПА на агрегаты укрупненной мощности. Приведены опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации агрегатов, а также перечислены мероприятия по охране труда и промышленной безопасности при их эксплуатации.

Научная новизна работы. Уточнена взаимосвязь между производительностью газопровода и потребляемой мощностью КС, позволяющая определить изменение эффективности станции при переменных режимах работы МГ.

Обоснован энергосберегающий эффект от применения труб с внутренним покрытием при реконструкции линейной части эксплуатируемых МГ.

Впервые обосновано применение метода реконструкции КС многоконтурных систем МГ, работающих в едином гидравлическом режиме, с применением ГПА мощностью 32 МВт; создана математическая модель, позволяющая рассматривать варианты реконструкции КС с применением ГПА различных технологических схем.

В результате исследования выявлено, что применение рассмотренных подходов при проектировании на стадии реконструкции компрессорных станций позволит улучшить показатели энергоэффективности КС, уменьшить потребляемую мощность компрессорных станций и снизить затраты топливного газа.

Степень внедрения: Разработанные методики и результаты анализа работы ГТС и эксплуатационных характеристик ГТУ сложных термодинамических циклов могут быть использованы производственными и проектными организациями.

Область применения: при разработке программ реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа, энергосбережения и повышения энергоэффективности ГТС.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в возможности экономии в финансовом эквиваленте за счет выбора конструкционного материала и агрегатов.

В будущем планируется разработка методики определения выходных параметров парогазового теплового утилизационного контура для расчета располагаемой мощности паротурбинной установки (ПТУ), располагаемой мощности и эффективного КПД парогазовой установки (ПГУ) при переменных режимах работы с ГПА.

Определения:

Газоперекачивающий агрегат – установка, включающая в себя центробежный газовый компрессор, газотурбинный привод и оборудование, необходимое для их функционирования.

Газотурбинная установка газотурбинный двигатель и все основное оборудование, необходимое для генерирования энергии в полезной форме.

Система газотранспортная – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориальнопроизводственной подсистемы единой системы газотранспортной, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

Компрессорная станция – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Компрессорный цех – составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование газа).

Техническое состояние – совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующихся в определенный момент времени признаками и значениями параметров, установленных технической документацией.

Энергоэффективность – эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов. Использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения зданий или технологических процессов на производстве.

Энергоэффективный режим работы КС – режим, при котором обеспечиваются необходимые технологические показатели магистрального газопровода (производительность, рабочее давление и температура) при минимуме затрат электроэнергии (для КС с электроприводным парком ГПА) и минимум затрат топливного газа (для КС с газотурбинным парком ГПА).

Сокращения:

- АВОГ - аппарат воздушного охлаждения газа;
- ГТД - газотурбинный двигатель;
- ГТУ - газотурбинная установка;
- ГПА - газоперекачивающий агрегат;
- ГСН - генератор собственных нужд;
- ГТС - газотранспортная система;
- ЕСГ - единая система газоснабжения;
- ВЗВ - загрязняющие вещества;
- КПД - коэффициент полезного действия;
- КС - компрессорная станция;
- КЦ - компрессорный цех;
- МГ - магистральный газопровод;
- ОК - осевой компрессор;
- ПГУ - парогазовая установка;
- ПТУ - паротурбинная установка;
- РТО - ремонтно-техническое обслуживание;
- САУ - система автоматического управления;
- СМР - строительно-монтажные работы;
- ТТР - товаро-транспортная работа;
- ТУК - теплоутилизационный контур;
- ЦБК - центробежный компрессор;
- ЭСН - электростанции собственных нужд.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	1
1. Литературный обзор	2
1.2 Увеличение энергоэффективности КС эксплуатируемых МГ	8
2. Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции.....	11
2.1 Анализ совместной работы газопровода и компрессорной станции.....	11
2.2 Использование труб с внутренним покрытием при реконструкции линейной части эксплуатируемых газопроводов.....	18
3. Реконструкции компрессорных станций многониточных систем магистральных газопроводов с применением газоперекачивающих агрегатов увеличенной единичной мощности.....	30
3.1 Анализ режимно-технологических показателей работы ГТС	33
3.2 Расчетно-экспериментальная оценка показателей энергоэффективности КС по результатам реконструкции с применением ГПА различных технологических схем.....	36
4. Социальная ответственность.....	42
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
Список использованной литературы	83

ВВЕДЕНИЕ

Быстро развивающейся отраслью топливно-энергетического комплекса страны считается газовая промышленность.

На сегодняшний день добыча природного газа составила примерно 550 млрд м³/год. К 2020 году планируется повышение объемов добываемого газа до 640-660 млрд м³/год.

Учитывая наличие потенциальных ресурсов и запасов газа, перспективными стратегическими газодобывающими регионами являются месторождения полуострова Ямал, Обская и Тазовская бухты, Штокмановское и другие месторождения Баренцева и Карского морей, а также районы восточной части, а именно Сибирь и Дальний Восток.

В ближайшем будущем для оснащения проектируемых газопроводов до 2030 г. необходимо сооружение КС, средний темп которых примерно 0,7 млн кВт/год по большей части (не менее 90%) единичная мощность которых составляет 16-25 МВт (более 30 МВт для трубопроводов высоким давлением и большой).

Вопрос увеличения энергоэффективности новых ГТС возможно решить благодаря оптимизации технологических параметров (снижения гидравлического сопротивления, рабочего давления газа), используются новейшие высокоэффективные газотурбинных ГПА, модульная компоновка ГПА, безшлейфовое подключение КС, системные оптимизационные комплексы и др.

Новейшие методы проектирования и оборудование могут позволить увеличить удельную энергоэффективность российских ГТС (в сравнение с существующими системами) примерно в 2 раза.

					<i>«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Жданов М.С</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В</i>					<i>1</i>	<i>1</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Бурков П. В.</i>						
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 2БМ72		

1. Литературный обзор

Газотранспортная сеть России является одной из крупнейших в мире, так как занимает 2 место по протяженности, а по энерговооруженности и мощности потоков газа значительно превосходит газопроводы всех развитых стран.

Общая протяженность трасс газопроводов составляет около 170 тыс. км при этом длина трубопроводов составляет от сотни километров до 5-6 тыс. км. Величина параллельно проложенных ниток газопроводов достигает порядка десяти. К таким системам относятся газопроводы, которые транспортируют газ из НПТР к границам бывшего СССР. Парк компрессоров включает в себя порядка 286 КС, состоящих из 800 КЦ, среди которых 645 цеха с газотурбинными ГПА, 93 цех с электроприводными ГПА и 22 цехов с ГМК.

Мощность парка ГПА составляет порядка 48,8 млнкВт (4356 шт.), их них с газотурбинным приводом - 43,8 млнкВт (3566 шт.), что составляет 87,4% от общего количества мощностей парка ГПА, с электроприводом - 4,8 млн кВт (700 шт.), это примерно 12,1 %, с поршневым приводом - 0,20 млн кВт (90 шт.) – 0,5 %.

Длина газопроводов DN1000, DN1200, DN1400 составляет более 60%. В основном, это транзитные трубопроводы, которые транспортируют газ от мест добычи к местам потребления с незначительными попутными отборами.

Проектные показатели, характеризующие технологию транспорта:

- газопроводы DN1000 проектируются на давление системы 5,45 МПа, для транспортировки 10-12 млрд м /год, шаг расположения между КС - 100-120 км, степень сжатия газа составляет 1,4;

- газопроводы DN1200 проектируются на давление системы 5,4 МПа (в редких случаях - 7,45 МПа), предназначены для транспорта 15-17 млрд м /год,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при		
Разраб.		Жданов М.С			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В				2	10
Консульт.		Бурков П. В.			НИ ТПУ гр. 2БМ72		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Литературный обзор		

шаг расстановки между КС - 100-120 км, степень сжатия газа - 1,4-1,45;
- газопроводы DN1400 проектируются на рабочее давление 7,45 МПа, предназначены для транспорта 30-32 млрд м /год, шаг - 100-120 км, степень сжатия газа аналогична степени сжатия газа как у газопроводов DN1200.

Вопросом уменьшения энергозатрат на транспортировку газа изучались и изучают многие ученые и организации. В первую очередь среди них следует отметить следующие организации: ДООО, ООО «ВНИИГАЗ», ООО «НИИГазэкономика» «ОРГЭНЕРГОГАЗ» итд. Среди ученых, которые рассматривают вопрос энергосбережения на КС, хотелось бы выделить: Калинина А.Ф., Щуровского В.А., Новоселова Е.В., Галиуллина З.Т., Леонтьева Е.В., Будзуляка Б.В., Лопатина А.С., Козаченко А.Н., Никишина В.И., Буховцева Б.М., Засецкого В.Г., Зарицкого СП., Поршакова Б.П., и многих других.

Особенности транспортировки газа были изучены Е.В. Леонтьевым, З.Т. Галиуллиным, Н.И. Белоконем, В.А. Щуровским П.Б. Поршаковым, но дополнительно необходимо рассмотреть данные вопросы с учетом работы текущих режимов эксплуатируемых МГ и поставленной в работе цели по повышению энергоэффективности КС.

В своей работе [3] Б.В. Будзуляк определил аналитические системы, математических моделей алгоритмов расчета, процедуру анализов, которые направлены на оптимизацию ГТС в сложных условиях неопределенности, разрабатываемых на увеличение производительности, экономической эффективности, надежности ГТС.

При ремонте действующих КЦ в первую очередь должны учитываться возможные изменения добычи газа в рассматриваемом регионе. В период падения добычи месторождений региона должна быть учтена динамика загрузки всей газотранспортной сети. Некоторых случаях необходимо оптимизировать параметры газотранспортного оборудования, изменить схемы его подключения и заменить их менее энергоемкими. В своей работе [4] А.Ю.

										Лист
										2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Путенихин исследовал эффективность ГПА на ДКС при условии падения объема газа месторождений находящихся в работе газодобывающим предприятием, и стоит отметить, что причиной плохой работы усилительной системы в этих условиях является несоответствие оборудования конкретным условиям эксплуатации.

Вместе с тем, энергоэффективность увеличивается за счет изменения режима работы газоперекачивающего агрегата. В этой теме обсуждается использование коэффициентов технического состояния ГПА при оптимизации режимов. Изменение состояния оборудование является причиной к изменению рационального распределения загрузки между ними.

Анализ [5] выявил, что для сохранения рационального режима перекачки следует увеличивать загрузку на агрегатах, состояние которых остается неизменным, и снижать на оборудование, на котором было выявлено уменьшение показателей, которые характеризуют техническое состояние.

В результате исследований, которые были проведены в последние годы, наблюдается переход к форме эксплуатации оборудования, которая не была использована ранее, а именно обслуживанию по состоянию. Данный принцип основан на том, что решение о необходимости направления на реконструкцию, ремонт, модернизацию или снятия с работы должно быть принято согласно фактическому состоянию агрегатов, которое определяется методами технического диагностирования. В своей работе Ю.А. Шаповал [6] представил экспертную оценку важнейших факторов ГТС: наработки, реконструкции, эксплуатации и ремонта, диагностики и контроля оборудования. В ходе рассмотрения данной проблемы автором сделаны выводы, что определяющим фактором увеличения энергоэффективности функционирования оборудования ГТС есть диагностика и контроль оборудования, который позволяет эффективно и надежно обозначить фактическое техническое состояние.

									Лист
									3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

В статье [7] авторами смоделирован технологический режим КС с заменой устаревших агрегатов на ГПА нового поколения (ГПА-25, ГПА-16) и выполнено вычисление характеристик энергоэффективности КС. Так же установлено, что при замене морально устаревших оборудования наблюдается снижение количества установленных ГПА, а так же сокращается потребление газа, уменьшается потребляемая мощность компрессорного цеха.

Развитие технологий транспорта газа, в первую очередь, связано с проектированием и строительством новых ГТС, которое влечет за собой необходимость в увеличении рабочего давления в системе до 25 МПа, а так же увеличение шага расстановки между КС, совершенствование технологи и техники охлаждения газа, увеличение степеней сжатия, понижение гидравлической эффективности газопроводов при помощи применения внутреннего покрытия и др.

Для реализации новых МГ и ГТС применяются прогрессивные конструктивные решения такие как:

1. повышение давления в трубопроводе до 9,8 и 11,8 МПа; благодаря применению высокопрочные трубы с внутренним покрытием для снижения потерь;
2. использование ГТУ нового поколения мощность, которых составляет от 2,5 до 32 МВт (иногда может достигать до 50 МВт) в зависимости от мощности показатель эффективности (КПД) составляет 32-41 %;
3. применение ЦБК технологическое назначение, которых различное, с учетом компрессоров с многокорпусного исполнения и последовательно-параллельным переключением; СПЧ в роли инструмента, способствующем энергосбережения и оптимизации;
4. увеличение единичные мощности ГПА; этапный ввода КС; снижение длины «горячих» газопроводов; цеховые системы смещаются на агрегатный уровень, упрощение технологической обвязки КС при помощи

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

модульной и безшлейфовой ГПА;

5. применение современных регулируемых электроприводов;
6. организация системы охлаждения и компримирования газа при помощи турбодетандерных технологий в зонах мерзлых грунтов;
7. применение технологии ремонта трубопроводов под давлением и мобильные компрессорные станции;
8. ограничение эмиссии ВЗВ при помощи увеличения КПД ГПА и применения «сухих» методов сжигания, снижения потребления электропотребления;

Технико-экономическая часть проектов разработки МГ обозначаются интегральными параметрами такими как: энергоэффективностью КС и удельной энергоемкостью.

ТТР - это произведение протяженности трубопровода и объема транспортируемого газа за учетный период (млн м³-км/сут):

$$TTR = \sum L \cdot Q \quad (1)$$

Энергоемкость МГ устанавливается мощностью КС, которая потребляется для сжатия газа на муфте ГПА (МВт), а удельная энергоемкость определяется расходом энергии КС на единицу ТТР - кВт-ч/(млн м³ -км):

$$N_{КС}^{уд} = \frac{N_{КС}^{потр}}{TTR} \quad (2)$$

Энергоэффективности и удельные показатели энергоемкости взаимосвязаны и прямопропорциональны:

$$\varepsilon_{КС}^{уд} = \frac{3600 \cdot N_{КС}^{уд}}{Q_p^H \cdot \eta_c} \quad (3)$$

Энергоэффективность и удельная энергоемкость и характеризуются: газодинамическими и геометрическими параметрами транспортировки газа (протяженность между КС, производительность, внутренний диаметр

									Лист
									5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

трубопровода, температура и давление продукта, величина гидравлического сопротивления и т.д.); эффективностью газотранспортного оборудования: (ЦБК и КПД ГТУ, резерв ГПА).

При проведении оценки обозначим ряд особенностей, а именно:

- внутреннее покрытие трубопроводов снижает коэффициент гидравлического сопротивления: данный коэффициент для труб без внутреннего покрытия составляет 0,0095, для труб с внутренним покрытием равняется 0,0082. Ресурс данного фактора применяется для увеличения производительности.

- повышение рабочего давления способствует увеличению производительности газопровода, следовательно, практически не влияет на его удельную энергоемкость;

- потребление электроэнергии пересчитывается по среднему удельному расходу топлива для данного объекта и суммируется с потреблением топлива ГПА; расходуемая энергия газотурбинных КС не является учетным статистическим значением;

- показатели удельной энергоэффективности и энергоемкости и проектов МГ, обычно немного преувеличены за счет проектных запасов.

Многониточная система газопроводов представляется базовым действующим объектом, построенным в 80-х годах и не была затронута процессом реконструкции. В связи с этим система может служить энергетической характеристикой.

Система магистральных газопроводов имеет меньшую производственную мощность, но похожую оснащенность оборудованием. Вследствие меньшей загрузки по производительности система трубопроводов обладает повышенной удельной энергоэффективностью.

Трехниточная система газопроводов представляется аналогом реконструированной системы, уровень энергоэффективности КС, которых близок к современному.

						<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			6

Подобная система содержит относительно недавно построенный трубопровод СРТО - Торжок и две нитки, которые построили в 70-х годах, но подвергнутых реконструкции КС с использованием современного оборудования.

Гидравлическая конфигурация линейной части систем трубопроводов имеют различия, связанные с расстояниями между КС (около 140 и 110 км соответственно), что является преимуществами по энергоёмкости системе.

Выводы на основе сравнительного анализа отечественных и зарубежных ГТС:.

ГТС США общей мощностью 10 млн кВт состоящая из 1050 КС, на которых установлено около 6400 ГПА большая часть, которых поршневого типа (около 70%); КС включают в себя 2-30 агрегатов, мощность, которых составляет 20-30 МВт. Следовательно, ни по возрасту компрессорный парк ГТС Америки, ни по структуре не является прямым аналогом ГТС России.

Европейская, российская и канадская ГТС приблизительно формировались в один период, в связи с этим в них значительно больше технологического сходства; газотурбинный привод является базовым для европейских КС.

Статистические показатели надёжности ГПА российских КС и европейских КС в общем сопоставимы (по показателям готовности и безотказности), при этом имеют наиболее худшие показатели использования благодаря большей длительности ремонтов (внеплановых и плановых).

В источниках зарубежной литературы не обнаружены данные не только о потреблении газа на собственные нужды, но и об энергоэффективности. Вместе с тем, ГТС США и Европы обладают значительно выраженный сетевой характер, где тяжело выявить удельные показатели, которые приведены выше. В связи с этим применяется следующий способ анализа для трубопровода транзитного характера: на базе публикуемых данных о производительности, рабочем давлении газа, количестве ГПА и КС, диаметре труб, находится

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

величина ТТР, а по типоразмерам ГПА (ГТУ), возможно определить показатели энергоэффективности зарубежных КС и удельной энергоемкости.

1.2 Увеличение энергоэффективности КС эксплуатируемых МГ

В части отношения к эксплуатируемому, на сегодняшний день, парку ГПА принятая мощность КС современных МГ к 2030 г. Будет составлять около 27-35 %, иначе говоря в будущем работоспособность российских ГТС будет обеспечена, прежде всего, благодаря существующих газопроводов.

Ради повышения энергоэффективности компрессорных станций эксплуатируемых систем газопроводов и поддержания надежной работы проектируются комплексные программы технического перевооружения и реконструкции использующие большое количество технических решений и оборудования, которое проверено и разработано ранее.

Вывод объектов КС в реконструкцию производится на основе критериев, представленных ниже в порядке значимости.

Для главного технологического оборудования КС сопоставимыми критерием значится выработка назначенных ресурсов. Ради используемого в работе парка газотурбинных ГПА назначенный ресурс составляет [11]:

- ГТУ стационарного (промышленного) типа -100 тыс.ч;
- ГПА -100 тыс.ч;
- ГТУ судового или авиационного типов - 40-60 тыс.ч.

При реконструкции КС применяются технические решения, а именно:

- совершенствование ГПА (продление ресурса и поузловая реновация, перевод на регенеративный цикл, осовременивание судовых и авиационных ГТД в процессе ремонта, замена САУ, экологическая модернизация, итд);

- замещение ГПА в индивидуальном или общем здании в различных модификациях: замена ГПА, замена привода без изменений ЦБК; сооружение нового цеха; замена ГТД в имеющемся контейнере; замена привода с применением новой проточной части ЦБК, замена контейнерного ГПА

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

фундаментной площадке;

- замена электропривода на газотурбинный привод; замена ГМК на электро- и газотурбинный привод.

Созданы и использованы следующие технические предпосылки для снижения затрат в условиях ограниченности финансирования программ реконструкции:

- строятся конкурирующие организации для ремонта и совершенствования двигателей; определенные проекты реконструкции КС оптимизируются с применением уже работающего оборудования;

- организуются ремонты ГПА по техническому состоянию.

Практика показала, что в отношении линейной части трубопроводов, назначенный срок амортизации трубопроводов равен 33 годам, преодолевается, при условии, что было выявлено дефектов металла, нарушений технологии при строительстве, в первую очередь, по изоляции труб. Однако, существуют определенные факторы, а именно, проявление стресс-коррозии, старение пленочной изоляции (около 10 лет), и ид. При все этом наиболее объективным критерии реконструкции является интенсивность отказов.

Два основных направления выполнения работ реконструкция линейной части МГ:

- увеличение безопасности и надежности газопроводов (очистка и внутритрубная диагностика, ремонт подводных переходов, телемеханизация и тд.);

- вывод «узких мест» для снижения энергозатрат при транспортировке газа и обеспечения перспективных газопотоков.

В ходе выполнения комплексной программы технического перевооружения объектов и реконструкции транспорта газа, ДКС, ПХТ рассчитывают достичь определенных результаты [10]:

- экономия газа собственных нужд;

						<i>Литературный обзор</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			9

- обновление парка ГПА.

Процесс ремонта действующих МГ в большей степени сложен из-за быстрого морального и физического старения компрессорного парка, в случае если используемые мероприятия не обеспечивают необходимый уровень энергоэффективности КС.

В обстановке развития ГТС, повышения роста объемов добычи, увеличенной протяжённости трасс, предназначенных для транспорта газа и увеличения цен на энергоносители, программы реконструкции работающих МГ обязаны быть дополнены ранее не используемыми методами увеличения энергоэффективности КС, подстверждение которых необходимо рассматривать при условии режимно-технологической неравномерности транспорта газа.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

2. Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции

Во второй главе для исследования режимно-технологических показателей транспортировки продукта экспериментально-теоретическим методом была проанализирована взаимосвязь между потребляемой мощностью компрессорной станции и производительностью, дополнительно обосновывается метод увеличения энергоэффективности работающих КС за счет использования с внутренним покрытием на ремонтируемом трубопроводе.

2.1 Анализ совместной работы газопровода и компрессорной станции

В момент эксплуатации магистрального газопровода отмечается изменение показателей используемой мощности КС, связанное с режимом работы газопровода, другими словами, это отношение значений фактической к проектной производительности.

Теоретически изменение производительности и потребляемой мощности газопровода можно характеризовать зависимостью с показателем степени 3,2-3,5, другими словами, для определенного газопровода при изменении производительности на 1 % происходит увлечение или снижение потребляемой мощности на 3,2-3,5 % соответственно. Но стоит отметить, что на практике данная взаимосвязь выявляется не так явно.

Проведен анализ режимов работы для определения фактической зависимости, которая описана выше, по выделенным аспектам:

- определение коэффициентов неравномерности транспорта газа в рассматриваемый период (год) по потребляемой мощности КЦ и производительности;

					<i>«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Жданов М.С			<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В					11	18
<i>Консульт.</i>		Бурков П. В.				НИ ТПУ гр. 2БМ72		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

- анализ изменения характеристик КПД ЦБК на протяжении 12 месяцев и транспортируемого газа (коэффициент сжимаемости, температура, давление);

- определение показателей удельной энергоэффективности КС и удельной энергоемкости. Для определения работы КС и газопровода используются уравнения производительности и потребляемой мощности КС:

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} D^{2,5} P_{1r} \sqrt{\frac{1 - \epsilon^{-2}}{\lambda \Delta T_1 z L}} \quad (1)$$

$$N_{КС} = 4,003 q z T_1 \frac{\epsilon^n - 1}{n \eta_{ад}} \quad (2)$$

В относительных величинах на основе формул (1) и (2) зависимость потребляемой мощности КС от производительности газопровода выглядит следующим образом:

$$\bar{N}_{КС} = \frac{\bar{q} z \bar{T}_1}{(\epsilon_0^n - 1) \bar{\eta}_n} \cdot \left(\left(1 - \frac{\bar{q}^{-2} \bar{\lambda} z \bar{T}_1}{\bar{P}_1^2} \cdot (1 - \epsilon_0^{-2}) \right)^{-0,5n} - 1 \right) \quad (3)$$

Отклонение проектных и фактических взаимосвязей является результатом влияния большого числа факторов, и в частности:

- изменение давления и температуры газа; конверсия условий течения продукта (по числу Рейнольдса) и, как следствие, гидравлическое сопротивление линейной части подвергается изменению;

- отклонение от оптимума характеристик компрессора и привода;

На рисунках 2.1 – 2.6 отражены результаты статистического анализа технологических параметров КС на прилегающем участке газопровода.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12



Рисунок 2.1 — Изменение производительности трубопровода.

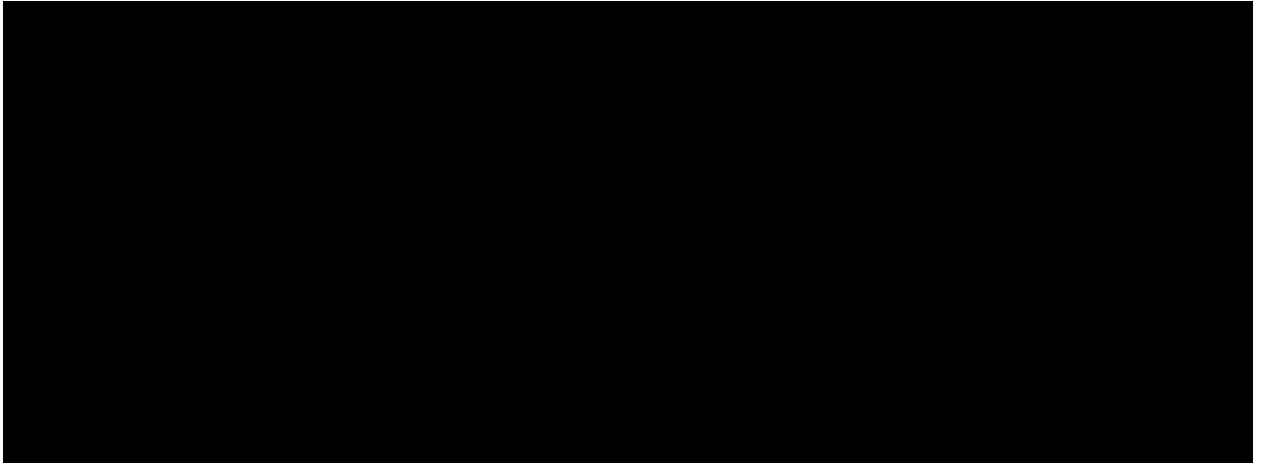


Рисунок 2.2— Изменение степени сжатия газа КЦ.

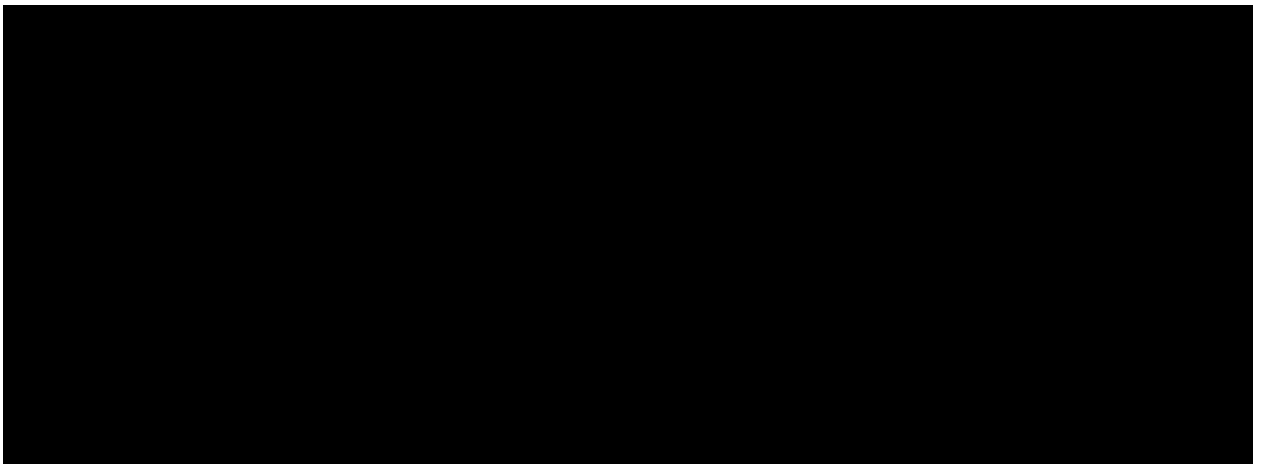


Рисунок. 2.3 — Изменение давления газа на входе КС

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13



Рисунок 2.4 — Изменение температуры газа на входе в МГ.

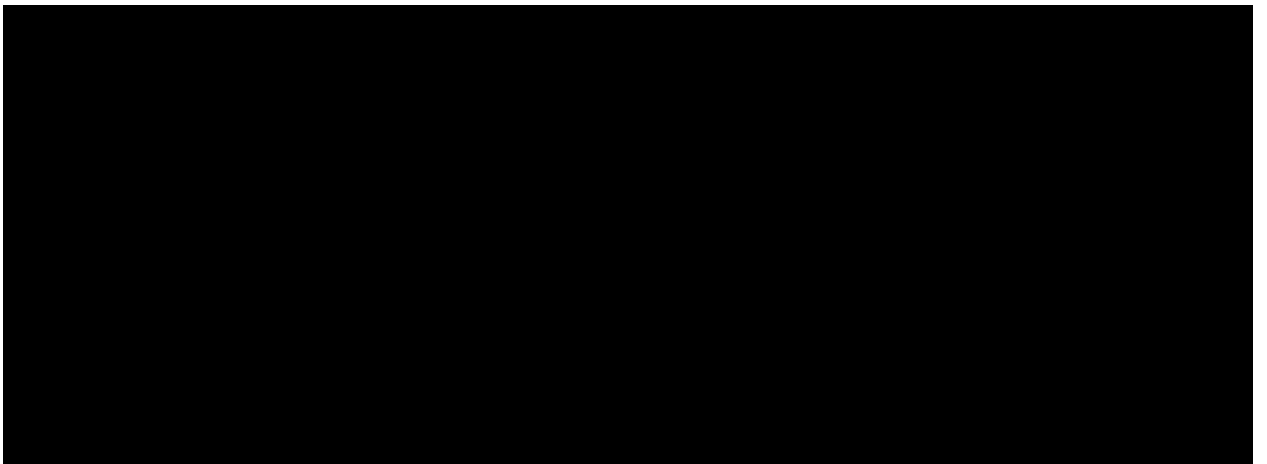


Рисунок 2.5 — Изменение КПД ЦБК.

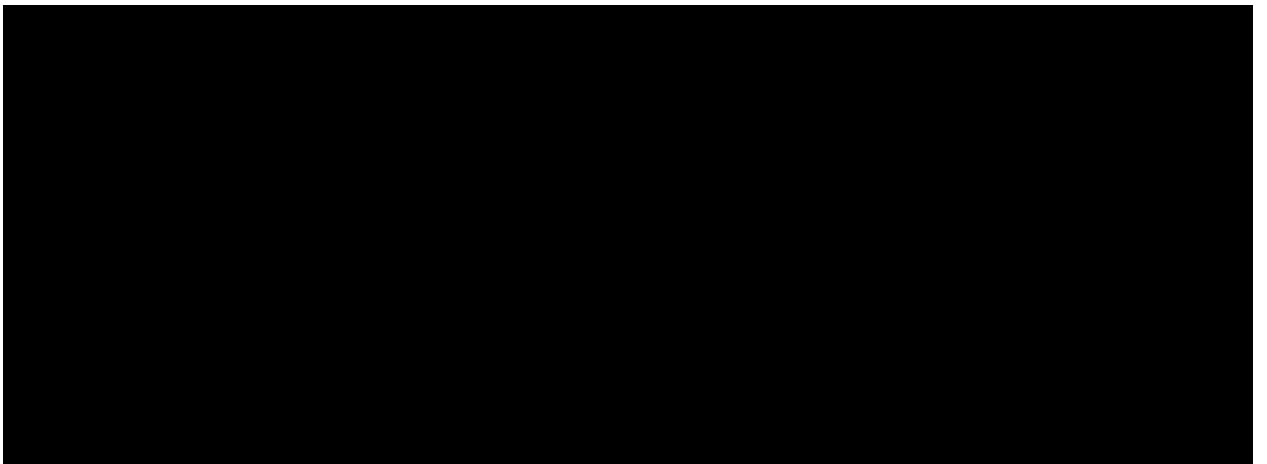


Рисунок 2.6— Изменение потребляемой мощности КЦ.

Значительную неравномерность параметров газа и, в результате, потребляемой мощности КС обуславливают режимно-технологические показатели работы эксплуатируемых МГ.

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Коэффициенты неравномерности по потребляемой мощности КЦ и производительности можно определить по формулам, приведенным ниже:

- коэффициент неравномерности по производительности:

$$K_q = \frac{q_{\text{КЦ}}^{\text{max}} - q_{\text{КЦ}}^{\text{cp}}}{q_{\text{КЦ}}^{\text{cp}}} \quad (4)$$

- коэффициент неравномерности по потребляемой мощности КЦ:

$$K_{N_{\text{КЦ}}} = \frac{N_{\text{КЦ}}^{\text{max}} - N_{\text{КЦ}}^{\text{cp}}}{N_{\text{КЦ}}^{\text{max}}} \quad (5)$$

Принимая во внимание в (2-3) перемена характеристик транспортируемого газа и показателей газоперекачивающего оснащения (рис. 1 - б) возможно продемонстрировать, что подлинная связь делается наиболее пологой.

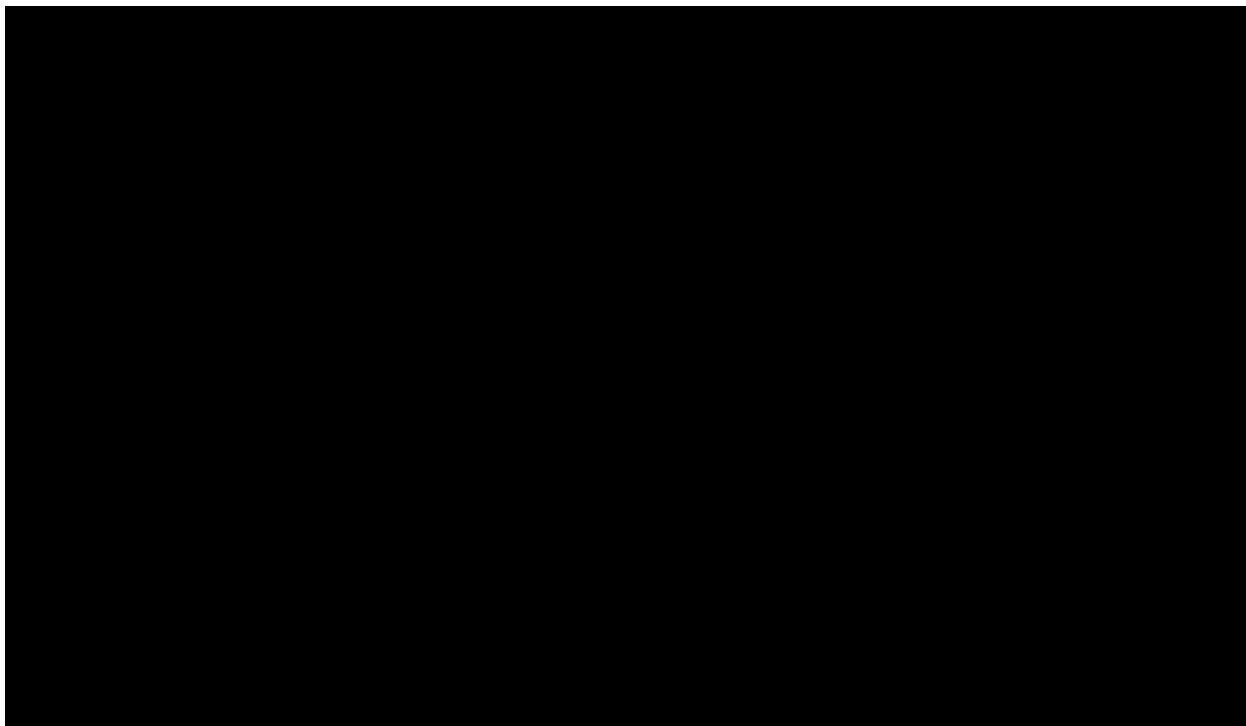
Несоответствие теоретических характеристик транспортируемого газа и показателей газокomppressorного оборудования уменьшает воздействие производительности газопровода на потребляемую мощность КС. Подлинная зависимость определяется коэффициентом воздействия 2,0-2,4, в таком случае имеется присутствие изменений производительности на 1 % потребляемая мощность КС меняется на 2,0-2,4 %.

Абстрактная взаимозависимость сравнительной удельной энергоемкости и, таким образом, энергоэффективности КС от производительности обладает квадратичный тип и в спектре $q = 0,8-1,1$ характеризуется коэффициентом воздействия, который равен 1,8-2,1 [21].

С целью установления фактического воздействия производительности на значение удельной энергоемкости КС выполнено вычисление и исследование показателей удельной энергоемкости и энергоэффективности КС. (табл. 1.1) .

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 1.1 — Показатели удельной энергоемкости и энергоэффективности КС



На рисунке 2.7 отображена взаимозависимость сравнительной удельной энергоемкости КС от относительной производительности МГ, выстроена согласно (5) и согласно итогам рассмотрения режимов работы КС.

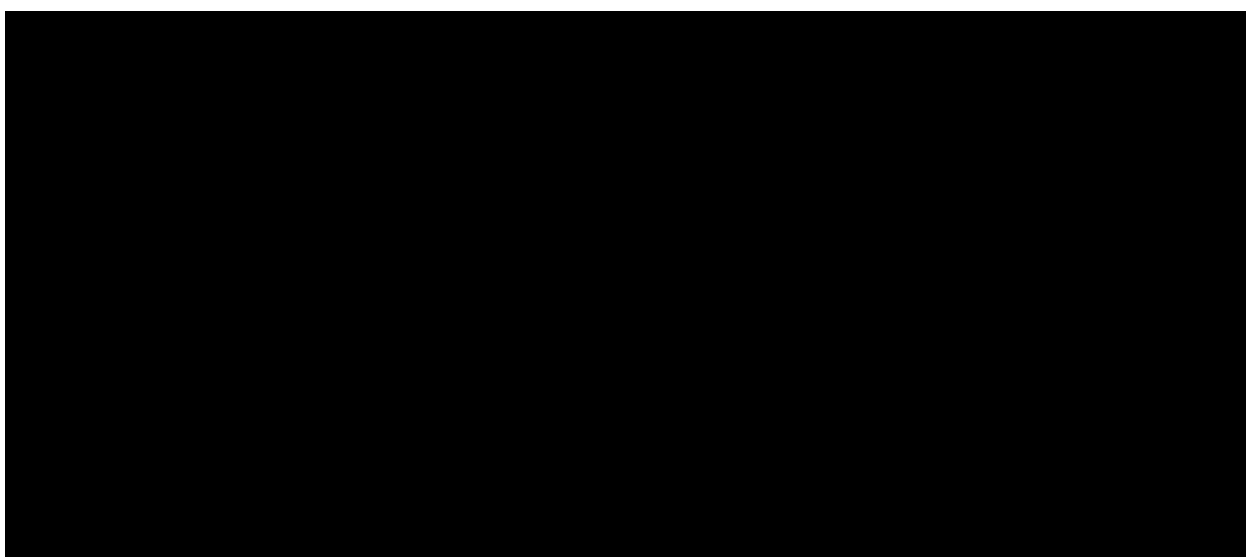


Рисунок 2.7 — Взаимозависимость относительной удельной энергоемкости КС от относительной производительности газопровода.

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

Из рисунка 11 можно отметить, что фактическая взаимосвязь производительности МГ и удельных затрат энергии КС характеризуется коэффициентом влияния 1,1-1,2.

В основе данных сведений связь расхода топлива и ТТР (производительностью) характеризуется показателем степени 2,24.

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

2.2 Использование труб с внутренним покрытием при реконструкции линейной части эксплуатируемых газопроводов

Навык использования гладкостных покрытий имеет наиболее 40 лет. Использование их в первый раз было реализовано в США (фирмами «Теннесси Газ Пайплайн» в 1955 г. и «Трансконтиненталь Газ Пайплайн» в 1959 г.).

Главным плюсом гладкостных покрытий при транспортировке газа считается:

- наиболее стремительный и простой в ведение в процесс трубопроводов: трубка с покрытием в период хранения и монтажа меньше подвергается коррозии. Ускоряется процесс сушки трубопровода после гидравлических испытаний;
- сокращение гидравлического сопротивления трубопровода;
- вероятность снижения типоразмера трубопровода, в следствие чего происходит увеличение его пропускной способности;
- сокращение годовых рабочих затрат на ЗРА.

В литературе можно обнаружить разнообразные сведения по шероховатости поверхности труб с наличием или отсутствием покрытия.

Таким образом, в США исследовалась шероховатость труб при наличии внутреннего покрытия или при его отсутствии до монтажа, т.е. в период хранения.

Шероховатость трубопровода при отсутствии внутреннего покрытия возросла с 4,5 до 12,5 мкм за 80 дней хранения. Усредненная шероховатость равняется примерно 8,8 мкм. Трубопровод с внутренним покрытием сохраняет начальную шероховатость, которая равняется 3 мкм.

Более многосторонние испытания проводились «Теннесси Газ Пайплайн» на газопроводе DN 600 с десятилетним сроком службы. Проверка проводилась в три этапа: действующий газопровод; трубопровод уже после очистки; газопровод с внутренним покрытием [22].

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Увеличение пропускной способности трубопровода составило около 10%, из которых 4% доводилось на очистку трубопровода. В дальнейшем испытаниями было доказано повышение пропускной способности при использовании внутреннего покрытия на 5-15 %, а на трубопроводах небольших диаметров оно достигает 25 %.

К главным условиям предъявляемым к внутреннему покрытию можно отнести ударную прочность, адгезия, блистеринг и эластичность. Покрытие должно быть устойчивым к распылению соли, влажности, кислотному конденсату.

В трудах авторов З.Т. Галиуллина А.Д. Седых, Е.В. Леонтьева приведено обоснование использования внутреннего покрытия на трубопроводах для повышения гидравлической эффективности трубопровода.

На данный момент при разработке проектов трубопроводы проектируются с внутренним покрытием, благодаря чему достигают повышения производительности, дополнительно хотелось бы отметить, что использование подобного решения при ремонте линейной части газопроводов дает существенный энергосберегающий эффект, который ранее не выявлялся.

Теоретической основой для этого служат следующие положения:

- использование труб с внутренним покрытием снижает гидравлическое сопротивление трубопровода на 12-18 %, что при зафиксированной производительности уменьшает потребляемую мощность КС от начальной величины;

- труба с внутренним покрытием различной протяженности обладает энергосберегающим эффектом в составе эксплуатируемого трубопровода.

С целью обоснования энергосберегающего эффекта используем соответствующие варианты расчета:

а) удельных статистических показателей (по фактическим показателям энергоэффективности эксплуатируемого газопровода);

б) нормативным (расчет участка газопровода между двумя смежными

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

КС).

Принятые исходные данные:

- удельный расход топливного газа
- отношение расхода топливного газа к мощности ГПА
- давление и температура газа на входе в участок газопровода остаются постоянными; сопротивление технологических коммуникаций не учитывается;
- результат от использования внутреннего покрытия состоит в уменьшении удельной энергоемкости и повышении энергоэффективности на следующей КС;
- берется согласно средним показателям (мощность ГПА - 12,2 МВт, КПД ГТУ - 29,7).

Коэффициент гидравлического сопротивления участка трубопровода вычисляется по формуле [19]:

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2}, \quad (6)$$

где E - коэффициент гидравлической эффективности, безразмерный,

$\lambda_{\text{тр}}$ принимается равным 0,95;

- коэффициент сопротивления трению, вычисляется по формуле для квадратичного режима течения газа:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot K}{d} \right)^{0,2} \quad (7)$$

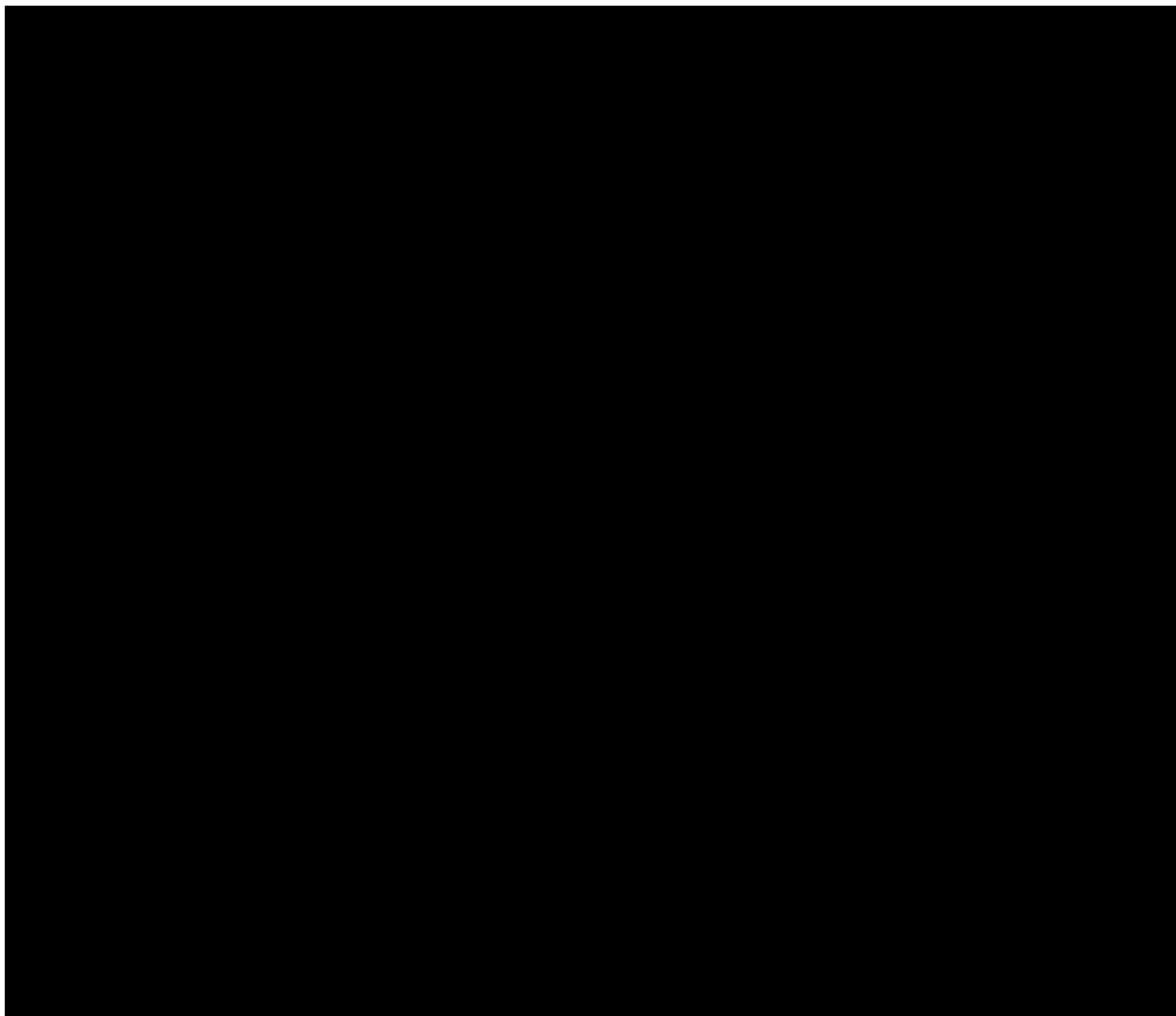
где Re - число Рейнольдса в квадратичной зоне сопротивления;

K - эквивалентная шероховатость труб: для труб без внутреннего покрытия 0,03 мм; для труб с внутренним покрытием - 0,01 мм.

Данные для расчета энергосберегающего эффекта от использования труб с внутренним покрытием при ремонте линейной части эксплуатируемого участка газопровода приведены в табл. 2.2

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица 2.2 — Данные для расчета энергосберегающего эффекта



Метод нормативный. Обуславливается изменение удельной потребляемой мощности и расхода топливного газа КС для участка трубопровода с внутренним покрытием газопровода и без него в соответствии с нормативным подходом к проектированию МГ.

Результат от снижения гидравлического сопротивления газопровода состоит в повышении давления газа на входе в КС, в этом случае уменьшается уровень расширения газа по газопроводу и, и как следствие, степень сжатия КС.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При постоянной производительности и параметрах линейного участка (D_y , L , P_r , T_r и др.) зависимость степени расширения газа между смежными КС от коэффициента гидравлического сопротивления находится по формуле:

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0} (1 - \varepsilon_0^{-2}) \right)^{-0,5} \quad (8)$$

где λ_0 , λ и ε_0 , ε - коэффициенты гидравлического сопротивления и степени расширения газа на газопроводе до и после применения внутреннего покрытия соответственно.

Потребляемая мощность КС при наличии внутреннего покрытия и при его отсутствии определяется по (2). Изменение удельной (на 1000 м) мощности КС при ремонте газопровода с использованием труб с внутренним покрытием определяется следующим образом:

$$\Delta N_{\text{КС уд}} = \frac{N_{\text{КС}_0}^p - N_{\text{КС}}}{L}, \quad (9)$$

где $N_{\text{КС}_0}$ и $N_{\text{КС}}$ - потребляемая мощность КС до и после использования внутреннего покрытия.

Изменение удельного (на 1000 м длины) расхода топливного газа КС рассчитывается по формуле - тыс.м / (год-км):

$$\Delta q_{\text{ТГ}} = 10^{-3} \cdot d_{\text{ТГ}} \cdot \Delta N_{\text{КС}} \cdot t \quad (10)$$

В табл. 2.3 показаны результаты расчета удельного снижения потребляемой мощности и удельного расхода топливного газа КС при применении внутреннего покрытия вдоль всего участка газопровода (110 км).

На рис. 8 показано изменение относительной потребляемой мощности и удельной потребляемой мощности КС при применении внутреннего покрытия вдоль участка газопровода DN 1000, DN 1200, DN 1400.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 2.3 — Пример расчета изменения удельной мощности и потребления топлива КС расчетно-нормативным методом

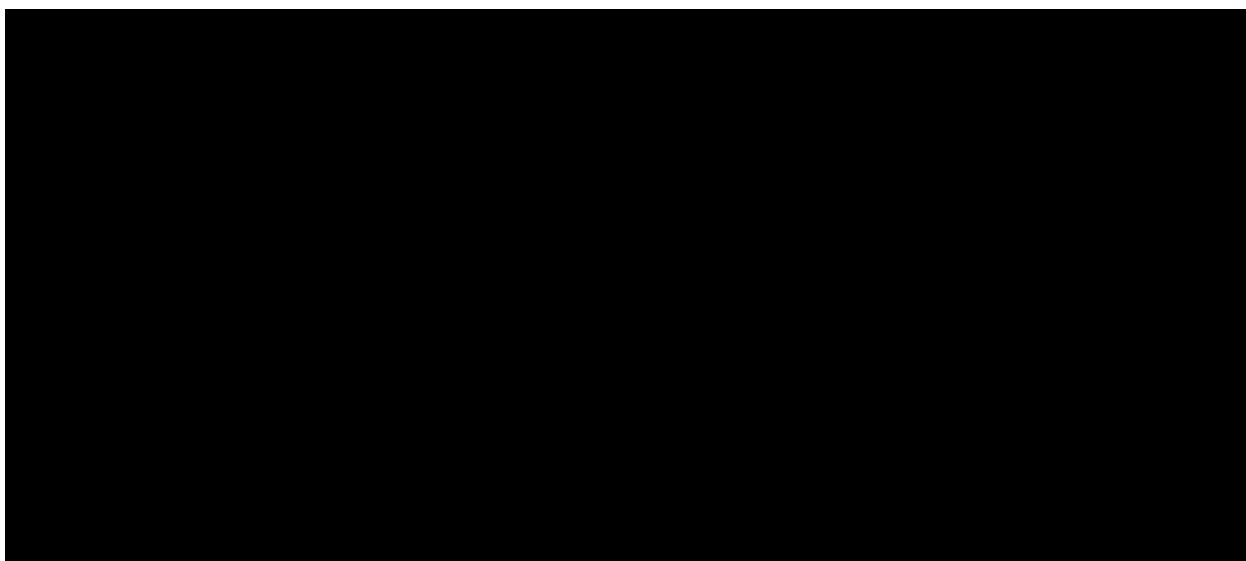
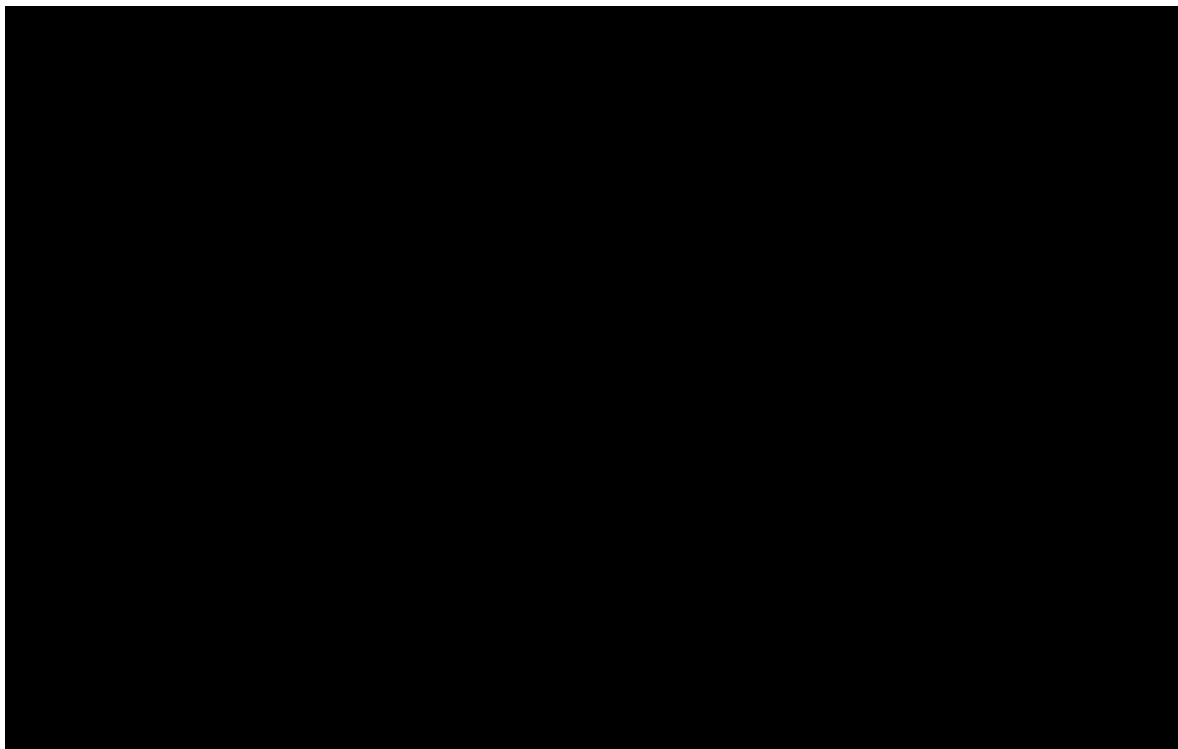


Рисунок 2.8 — Изменение относительной потребляемой мощности и удельной потребляемой мощности КС при применении внутреннего покрытия вдоль участка газопровод.

Из рисунка 2.8 видно, что :

- замена 1000 м участка трубопровода с использованием труб с внутренним покрытием уменьшает потребляемую мощность КС примерно на

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

30,5-70,6 кВт;

- энергосберегающий эффект использования внутреннего покрытия повышает с увеличением DN (пропускной способности) газопровода;

- при использовании трубок с внутренним покрытием по всей длине трубопровода между КС (110000 м) используемая мощность станции уменьшается на 24-25 %;

- локальный энергосберегающий эффект (в конкретной точке участка трубопровода) находится в зависимости от применения внутреннего покрытия: с увеличением \bar{L} увеличивается значение $\Delta N_{КС\text{ уд}}^{\text{потр}}$.

Давление газа в конце участка газопровода в зависимости от гидравлического сопротивления и протяженности газопровода определяется по формуле:

$$P_{2r} = \frac{P_{1r}}{\left(1 - \bar{\lambda} \cdot \bar{L} \cdot (1 - \epsilon_0^{-2})\right)^{-0,5}} = \frac{P_{1r}}{\left(1 - \bar{\lambda} \cdot \left(\frac{L_1}{L} + \frac{L_2}{L}\right) \cdot (1 - \epsilon_0^{-2})\right)^{-0,5}}, \quad (11)$$

L_1, L_2 где - условно принятые первая и вторая половина участка газопровода.

Для всего участка газопровода без внутреннего покрытия слагаемое $\bar{\lambda} \cdot \left(\frac{L_1}{L} + \frac{L_2}{L}\right) = 0,822$ внутренним покрытием $\bar{\lambda} \cdot \left(\frac{L_1}{L} + \frac{L_2}{L}\right) = 1,0$.

При применении труб с внутренним покрытием для первой или второй половины:

$$\bar{\lambda} \cdot \left(\frac{L_1}{L} + \frac{L_2}{L}\right) = 0,822 \cdot \left(\frac{L_1}{L}\right) + 1,0 \cdot \left(\frac{L_2}{L}\right) = 1,0 \cdot \left(\frac{L_1}{L}\right) + 0,822 \cdot \left(\frac{L_2}{L}\right)$$

На рисунке 2.9 отражено изменение давления транспортируемого газа по участку газопровода между смежными КС (110000 м) для различных вариантов применения внутреннего покрытия.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

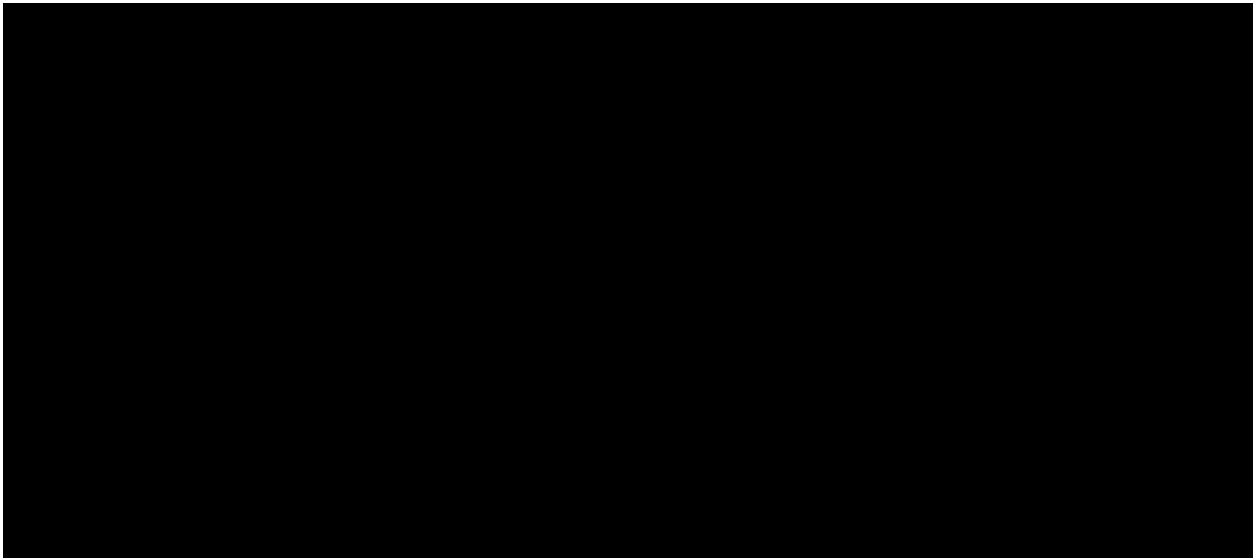


Рисунок 2.9 — Изменение давления газа по газопроводу при применении внутреннего покрытия.

Таким образом, вне зависимости от места ремонта участка газопровода энергосберегающий эффект при замене 1000 м трубы с использованием внутреннего покрытия составляет 70,6 кВт (DN 1400 и выбранных исходных данных).

Так как местоположение трубопроводов с внутренним покрытием не влияет на значение энергосберегающего эффекта, то подбор местоположения должен производиться отталкиваясь, к примеру, от срока эксплуатации внутреннего покрытия трубопровода.

При изменении характеристик транспортируемого газа подвергается изменению и энергосберегающий эффект от использования внутреннего покрытия (рисунок 2.10). С увеличением давления газа на входе в газопровод значение $\Delta \bar{N}_{КС\text{ уд}}$ уменьшается в связи снижения степени расширения газа по трубопроводу.

Из-за повышения температуры газа и производительности величина ϵ увеличивается, обуславливая повышение энергосберегающего эффекта от использования внутреннего покрытия.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



Рисунок 2.10 — Изменение относительной удельной потребляемой мощности КС при изменении относительных газодинамических параметров транспортируемого газа.

На рисунке 2.11 отображено изменение энергосберегающего эффекта с применением трубок с внутренним покрытием при реконструкции участка газопровода между КС (110000 м) для среднестатистических режимных характеристик транспорта газа.

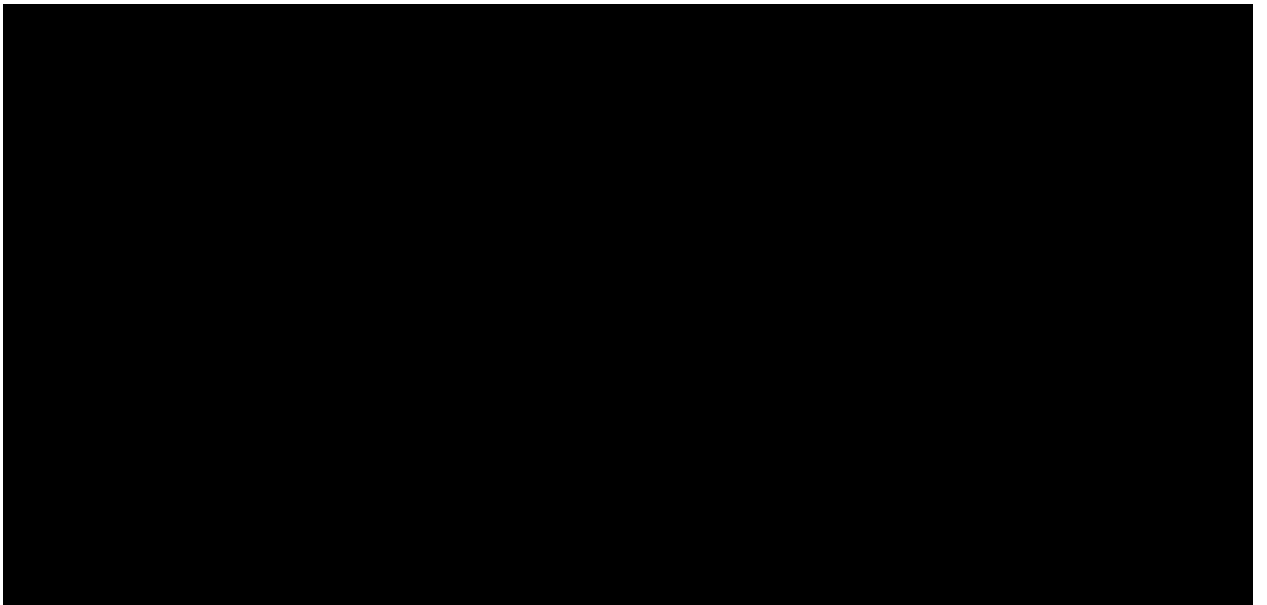


Рисунок 2.11 — Изменение энергосберегающего эффекта от применения труб с внутренним покрытием в зависимости от режимно-технологических параметров транспорта газа.

					<i>Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

По большому счету результат от применения труб с внутренним покрытием при ремонте линейной части действующих МГ считается многопараметрической функцией и зависит от геометрического исполнения газопровода (таких как протяженность, внутренний диаметр), и газодинамических характеристик (степени расширения, давлений, температуры, расхода), но в любом случае его значение является существенной:

- локальный эффект (при замене 1000 м трубопровода с внутреннего покрытия) составляет для DN 1000...1400: потребления топлива примерно 95,4-220,8 тыс. м /год, снижение потребляемой мощности 30,5-70,6 кВт,;

- наибольший энергосберегающий эффект дает полная замена труб на участке между смежными КС (110000 км): потребления топлива - 10,5-24,3 млн м /год, снижение потребляемой мощности КС 3,4-7,8 МВт,.

Метод удельных статистических показателей. Примем значение удельной энергоэффективности равным 30 м / (млн м³ км).

Взаимосвязь между изменением потребляемой мощности КС и коэффициентом гидравлического сопротивления участка газопровода характеризуется степенной зависимостью [27]:

$$\bar{N}_{КС} = \bar{\lambda}^x, \quad (12)$$

где x - функция степени расширения газа по участку газопровода и в диапазоне $\epsilon = 1,30-1,40$ принимает значения 1,35-1,48 (для рассматриваемого в работе примера $\epsilon = 1,35$ значение показателя степени « x » равняется 1,42).

Рассмотрим на примере оценки энергосберегающего эффекта по методу удельных статистических показателей для участка газопровода DN1400:

- относительное изменение коэффициента гидравлического сопротивления равняется $\frac{\lambda}{\lambda_0} = \frac{0,00828}{0,01007} = 0,822$;

- относительное изменение потребляемой мощности КС

$$\bar{N}_{КС}^{нотр} = \bar{\lambda}^{-1,42} = 0,822^{1,42} = 0,758;$$

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- изменение удельного показателя энергоэффективности КС:

$$\Delta \varepsilon_{КС}^{уд} = (1 - \bar{N}_{КС}^{потр}) \cdot \varepsilon_{КС}^{уд} = (1 - 0,758) \cdot 30 = 7,3 \text{ м}^3/(\text{млн м}^3 \cdot \text{км})$$

- изменение удельного расхода топлива при производительности участка газопровода 32 млрд м³/год:

$$\Delta q_{КС}^{уд} = q \cdot \Delta \varepsilon_{КС}^{уд} = 32 \cdot 7,3 = 233,8 \text{ тыс м}^3/(\text{год} \cdot \text{км})$$

Следовательно, при данных условиях работы ГТС использование внутреннего покрытия при ремонте линейной части обеспечит увеличение энергоэффективности эксплуатируемых КС на 7,3 м³/(млн м³км).

В реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа на 2011-2015 гг. учтены: вынос трубопроводов из зоны минимальных допустимых расстояний, замена трубопроводов с укрупнением диаметра, замена нескольких ниток на одну большего диаметра.

При выполнении всего объема работ по реконструкции газопроводов (DN1400 - 15720 км; DN1200 - 4900 км; DN1000 - 4140 км) ежегодная экономия газа с учетом использования труб с внутренним покрытием по отношению к текущим показателям составит, соответственно: 3471, 703 и 395 млн м³ топливного газа в год, снижение потребляемой мощности КС - на 1460 МВт.

Помимо непосредственного уменьшения энергоемкости и увеличения энергоэффективности КС использование внутреннего покрытия обладает достоинствами:

- повышение производительности ЦБК с осевым входом на 6-10 % (абс.) согласно сопоставлению с текущим уровнем дает возможность дополнительно уменьшить потребляемую мощность КС на 7-11 %, при уменьшении температуры газа на выходе ЦБК на 5-6 °С (и, таким образом, затрат на электроснабжение КС).

- использование внутреннего покрытия на трубопроводах позволяет сократить ε степень расширения газа по $(0,66-0,96) \cdot 10^{-3}$ газопроводу на 6,6-8,6 %; для участка газопровода DN 1400 протяженностью

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

110000 м снижение ϵ составит на 1000 м. При равным 1,30-1,35 есть вероятность использования высокоэкономичных ЦБК с осевым входом с КПД 88-90 %, которые обладают наиболее высокими эксплуатационными показателями (увеличенная стойкость к нагрузкам от трубопроводов, виброустойчивость,) [18, 28 и 29];

- увеличение давления газа на входе КС (соответственно, уменьшение скорости газа) положительно влияют на критерии виброндежности технологических коммуникаций станции.

					Влияние изменения технологических параметров газопровода на показатели работы компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

3. Реконструкции компрессорных станций многониточных систем магистральных газопроводов с применением газоперекачивающих агрегатов увеличенной единичной мощности

					«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Жданов М.С			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В					42	24
<i>Консульт.</i>		Черемискина М.						
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ72		

4. Социальная ответственность

Объектом исследования в выпускной работе являются адсорберы установки подготовки газа к транспорту. В разделе социальная ответственность рассмотрим установку подготовки газа к транспорту (УПГТ) как самостоятельную единицу.

Известно, что установка подготовки газа к транспорту – опасный производственный объект, процесс эксплуатации которой сопряжен с рядом опасностей как для человека (работники или местное население), так и для окружающей среды в целом. Пренебрежение должностными инструкциями и несоблюдение правил производственной и экологической безопасности при проектировании и эксплуатации УПГТ может привести к непоправимым последствиям и чрезвычайным ситуациям.

Среди опасных и вредных производственных факторов необходимо выделить следующие факторы, достаточно часто встречающиеся при эксплуатации УПГТ: давление газа в действующих коммуникациях; возможность разрушения трубопроводов и газопроводов, сосудов под давлением, которое может произойти совместно с разлетом поражающих осколков металла и/или иных конструкционных материалов; возможность самопроизвольного возгорания продукта при разрушении инженерных конструкций, вероятность воспламенения паров горючих жидкостей и оборудования; возможность появления в рабочей зоне открытого огня и его термическое воздействие на организмы и окружающую среду; возможность взрыва скопившихся паров горючих веществ; повышенные шумовые и вибрационные уровни; вероятность попадания масла и жидких углеводородов в почву и воды, а также возможность выброса паров углеводородных

					<i>«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Жданов М.С			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В					42	24
<i>Консульт.</i>		Черемискина М.						
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ72		

жидкостей и газа в воздух рабочей зоны и атмосферу в целом.

Наиболее опасными техническими устройствами на УПГТ является комплекс механизмов, среди которых стоит отметить оборудование узла регенерации, адсорберы и фильтры линии осушки газа, установки сбора конденсата и его стабилизации, факельное устройство сброса нестабильного конденсата и его паров.

Кроме того, стоит отметить оборудование, относящееся к телемеханике и автоматизации производства – шлейфы, провода, камеры и прочее. Эксплуатация такого электрооборудования также несет в себе ряд опасностей, связанных как со статическим зарядом, так и с переменным/постоянным электрическим током.

Таблица 4.1 – Работы, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы в помещении			
Работы по монтажу оборудования УПГТ. Ремонтные работы. Слесарные работы. Работы по эксплуатации УПГТ.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Недостаток естественного света. 3.Превышенный уровень шума на рабочем месте. 4.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). 2.Электрический ток. 3.Электрическая дуга и искры при сварке. 4. Взрывоопасность и пожароопасность. 5. Повышенный уровень статического электричества. 6.Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны.	ГОСТ 12.0.003-74; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.1.007; СНиП 23-05-95; ГОСТ 12.1.003–83; СН 2.2.4/2.1.8.562-96; ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.011-78*; РД 34.21.122-87.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

В связи с упомянутыми обстоятельствами, целью выполнения данного раздела выпускной работы является идентификация вредного и опасного воздействия перечисленных производственных факторов в рабочей зоне, описание методов предотвращения их влияния на персонал, окружающую среду и третьи лица, либо способов уменьшения их последствий

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ вредных факторов при эксплуатации УПГТ

4.1.1.1 Вредные вещества

Среди веществ, с которыми приходится иметь дело на территории установки подготовки газа к транспорту (далее – УПГТ), есть и вредные, оказывающие неблагоприятное воздействие на человеческий организм. Большой процентный состав среди таких веществ имеют, в первую очередь, различные компоненты природного газа. Их предельно допустимые концентрации и классы опасности, согласно ГН 2.2.5.1313 – 03, приведены в таблице 6.2 К выделению вредных веществ в воздухе рабочей зоны могут привести операции, совершаемые с:

1. Предохранительными устройствами сосудов под давлением.
2. Сосудами с недостаточной герметичностью вследствие коррозии, нарушения сплошности изоляционного материала, грубых ошибок персонала и т.д.
3. Газопроводной сетью и сосудами под давлением при запланированном сбросе давления для проведения ремонтных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 4.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне УПГТ согласно ГН 2.2.5.1313 – 03

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды C1 – C10	300	IV
Сероводород	10	IV
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

Все вышеперечисленные вещества могут представлять значительную опасность при превышении ПДК как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Отличительные особенности отравления: тошнота, головокружение, потеря сознания, дезориентация в пространстве и времени, слепота и глухота, повышение артериального давления и прочее.

4.1.1.2 Повышенный уровень производственного шума

Рабочий процесс на УПГТ происходит в условиях повышенного уровня шума. Из-за прохождения газа через оборудование при его осушке или очистке возникает шумовой фон, который в отдельных случаях может достигать значений выше допустимых. Такой уровень шума может и как правило оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и, как следствие, на результат его работы. К последствиям нахождения в помещении с повышенным (вплоть до недопустимого) уровнем производственного шума относят: снижение остроты слуха, вплоть до потери способности распознавать звуки, возрастание кровяного давление, а в отдельных случаях шум может привести даже к ухудшению зрения и нарушению координаций движений. Уровень шума регламентирует ГОСТ 12.1.003 - 2014, согласно которому нормированный уровень шума для рабочего персонала, выполняющего физический труд на территории и в помещениях УПГТ определяется по таблице 4.3.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 4.3 – ПДУ производственного звука и давления согласно ГОСТ 12.1.003- 2014

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в пп. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

4.1.1.3 Микроклиматические условия в рабочем помещении

Такие условия, как тепловое излучение от нагреваемых поверхностей, относительная влажность воздуха рабочей зоны, барометрическое давление, интенсивность циркуляции воздуха, его температура и скорость движения составляют микроклимат производственной зоны. Эти показатели влияют как на производственный процесс, так и на здоровье и самочувствие человека, тем самым оказывая косвенное, и иногда и прямое, воздействие на его работоспособность. Для создания благоприятных рабочих условий необходимо добиться оптимального сочетания вышеперечисленных факторов.

Для поддержания микроклимата в помещениях на УПГТ (согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96), рабочее место должно соответствовать ряду

					Социальная ответственность					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						47

требований: температура в помещениях должна варьироваться в интервале от +21 до +23°C в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое; относительная влажность воздуха должна соответствовать интервалу от 40 до 60%; скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с.

4.1.1.4 Недостаточный уровень освещенности

Недостаточное освещение снижает производительность труда вследствие ухудшения условий работы, ухудшает самочувствие и ведёт к физическим недомоганиям.

Вредным производственным фактором также является пульсации светового потока искусственного освещения. Допустимые величины пульсаций колеблются в интервале 5 – 15 % в зависимости от напряженности зрительной работы на рабочем месте. У ламп накаливания нет пульсации при питании постоянным током и достаточно малые значения коэффициента при питании переменным, но пульсации наблюдаются у люминесцентных ламп и могут вести к таким вредным воздействиям на организм человека, как расстройство биологических ритмов, бессонница, депрессия, различным патологиям сердечнососудистой системы. Немаловажным является и стробоскопический эффект – кажущаяся “стационарность” движущихся предметов (валов машин, например), что может вести к фатальным последствиям.

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов при эксплуатации УПГТ

4.1.2.1 Возможность механического травмирования

Участки в непосредственной близости от сосудов под давлением, газопроводов, фильтров, подогревателя газа регенерации, и др. являются зонами возможного механического травмирования. При возможном разрушении вышеперечисленных технических средств возможно причинение тяжкого вреда здоровью не только за счет механического повреждения организма взрывной волной и металлическими осколками, но и за счет

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

сопутствующего процесса горения природного газа, резкого повышения температуры и давления. В особо неблагоприятных обстоятельствах существует возможность летального исхода.

4.1.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

На таких объектах как УПГТ электробезопасности следует уделять особое внимание, так как в воздухе рабочей зоны возможно появление взрывопожароопасных веществ, при определенной концентрации которых в воздухе и появлении искры возможен взрыв или возгорание.

К основным причинам поражения персонала УПГТ электрическим током, как правило, относят:

- прикосновение персонала к частям системы, находящимися под действием постоянного или переменного электрического тока;
- нарушение правил ведения работ на том или ином элементе системы, связанном с использованием электрического тока;
- нарушение сплошности изоляционного покрытия токоведущих элементов;
- неблагоприятные воздействия окружающей среды на технические сооружения или на человека – удар молнии;
- аварии на установках, находящихся под действием напряжения
- трансформаторы, распределительные шкафы автоматики и прочее.

Известно, действие электрического тока обусловлено как его типом (постоянный/переменный), так и параметрами – частота и сила тока. Обычно выделяют некоторые пороговые значения электрического тока: осязаемый пороговый ток — 0,6...1,5 мА при частоте переменного тока 50 Гц и от 5 до 7 мА при постоянном токе; пороговый ток, имеющий свойство “неотпускающего тока” (такой ток, который вызывает при прохождении через тело человека судорожные непреодолимые сокращения мышц руки, в которой зажат токопроводящий объект) — от 10 до 15 мА при 50 Гц и от 50 до 80 мА при постоянном токе; фибрилляционный пороговый ток (ток, вызывающий

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

фибрилляцию сердца) — в интервале от 100 и выше мА при 50 Гц и свыше 300 мА при постоянном электрическом токе.

Как можно заметить, частота переменного тока определяет его поражающую силу. В диапазоне от 10 до 500 Гц поражающая сила тока остаётся практически постоянной, но с дальнейшим увеличением частоты тока пороговые значения повышаются, тем самым снижая силу воздействия тока на организм человека.

Для напряжения ниже 400 В постоянный ток менее опасен, так как его пороговые значения в 3 – 4 раза выше, чем для переменного тока при частоте 50 Гц. Для диапазона от 400 до 600 В постоянный и переменный ток частотой 50 Гц имеют практически одинаковые значения порогового тока. Опасность постоянного тока растёт с дальнейшим увеличением напряжения.

4.1.2.3 Пожаровзрывобезопасность

При возможных авариях на УПГТ основным поражающим фактором с точки зрения пожаровзрывобезопасности является тепловое излучения. В свою очередь, причинами интенсивного теплового излучения может быть ряд факторов: струйное горение вещества, горение скопления вещества в низменностях или в котловане, взрывы газоздушных смесей, самопроизвольное воспламенение пирофорных соединений, небрежное обращение с открытым огнем, безответственная и неправильная эксплуатация электрооборудования, возможные неполадки на электрооборудовании - короткое замыкание, и пр.

Выделение вредных горючих или взрывоопасных веществ может произойти на площадке УПГТ в узлах с наличием следующего производственного оборудования:

1. Предохранительных и/или сбросных устройств адсорбционных ёмкостей, фильтров;
2. Сосудов под давлением, сконструированных из материала, подверженного электрохимической коррозии, либо оборудованных

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

изоляционными материалами, нарушение сплошности которых возможно вследствие коррозии, грубых ошибок рабочего персонала, неправильно проведенных монтажных операций и т.д.

3. Газопроводов, которые могут подвергаться ремонтным операциям со сбросом давления и сопутствующей продувкой их воздухом или азотом.

Таблица 4.5 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны УПГТ согласно ГОСТ Р 51330.19 – 99

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/л	
	вспышки	Самовоспламенения	нижний	верхний
Метан	–	537	29	113
Этан	–	515	31	194
Пропан	–	470	31	200
Бутан	–	372	33	225
Сероводород	–	246	57	650

4.1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала УПГТ от действия опасных и вредных факторов

4.1.3.1 Защита от вредных веществ

К мероприятиям, направленным на снижение загазованности и защиты организма человека от воздействия компонент природного газа, относят:

1. Планово-предупредительные работы, направленные на исключение контакта персонала со вредными веществами (обеспечение эффективности действия противокоррозионной защиты, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры, соблюдение правил эксплуатации оборудования, сосудов под давлением и установок под напряжением);

2. Конструкционно-проектную деятельность (проектирование с учетом розы ветров, использование современных и безопасных конструкционных материалов, и прочее);

3. Постоянный контроль загазованности в автоматическом режиме при помощи газоанализаторов;

4. Принудительное и естественного вентилирование рабочей зоны, в которой существует вероятность появления вредных веществ;

5. Использование СИЗ (средств индивидуальной защиты: спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, противогазы, респираторы, перчатки, очки, маски).

6. Введение новых методик дистанционного управления и автоматизирования производства, направленных на снижение длительности контакта человека с пространством, в котором возможно появление вредных вещества, либо полное исключение человека из тех или иных производственных процессов.

4.1.3.2 Защита от повышенного уровня производственного шума

Среди методов, используемых для снижения уровня шума в рабочей зоне установок подготовки газа к транспорту, следует выделить следующие:

1. Поглощение вибраций воздуха с использованием отдельных блоков и зданий, стены в которых выполняются из материала, который способен обеспечить необходимую звукоизоляцию.

2. Дистанционное управление технологическим процессом, исключая контакт человека с оборудованием, которое является источником повышенного звукового фона.

3. Использование поверенных средств индивидуальной защиты.

4. Проектирование оборудования с использованием методик снижения шума в местах его генерации (например, управление газодинамикой потока путём снижения его скорости или уменьшения турбулентности).

5. Своевременный отдых работников, в силу тех или иных причин

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

находящихся в зонах повышенного звукового шума. К СИЗ в данном случае относят широкий спектр технических решений – специализированные мягкие вкладыши в уши, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники или шлемы со спектральными фильтрами.

К коллективным средствам защиты относятся звукоизоляционные перегородки, специальные звукоизолирующие компоненты в устройствах и так далее.

4.1.3.3 Защита от неблагоприятных микроклиматических условий в рабочем помещении

При работе в несоответствующих санитарным нормам условиях, следует обезопасить персонал с помощью средств коллективной и индивидуальной защиты. Например, при невозможности обеспечения оптимального микроклимата, следует выдать спецодежда и спецобувь, соответствующую виду выполняемых работ, микроклимату и/или времени года.

4.1.3.4 Обеспечение достаточного уровня освещенности

При корректном использовании искусственного освещения в сочетании с естественным можно обеспечить необходимые комфортные условия освещенности производственного помещения или прилегающей к УПГТ территории. При конструировании блок-боксов и/или производственных зданий необходимо убедиться в необходимом уровне естественного освещения, которое варьируется в зависимости от количества и расположения оконных проёмов. В ночное же время, при отсутствии источника естественного освещения, для поддержания нормируемых параметров освещенности обычно используются технические средства, являющиеся источником искусственного освещения. Очевидно, что из-за опасности производственного процесса обычно источники искусственного освещения исполняются во взрывозащищённом исполнении.

Для обеспечения необходимого уровня освещенности во время ремонтных работ необходимо использовать местное освещение, источником

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

которых обычно являются взрывозащищенные переносные светильники.

При возникновении аварийных ситуаций для обеспечения бесперебойности производственного процесса может использоваться аварийное освещение при условии отключения рабочего. При этом, как правило, используются лампы, питание которых осуществляется автономным резервным источником – например, резервной дизельной электростанцией. При невозможности протекания производственного процесса ввиду угрозы жизни рабочему персоналу или местному населению используют комплекс мер по освещению, достаточному для эвакуации, обозначения границ опасных зон и указания границ охраняемой зоны УПГТ – соответственно эвакуационное, сигнальное и охранное освещение.

Для снижения коэффициента пульсаций светового потока и предотвращения стробоскопического эффекта применяют следующий ряд мер:

- Использование электронных пускорегулирующих автоматов (ЭПРА), которые преобразуют входную частоту питающей сети до значений, к которым человек уже нечувствителен (свыше 300 Гц);
- Установка в одной точке двух или трёх светильников на разные фазы переменного тока;
- Питание разных ламп многоламповых люминесцентных светильников от разных фаз переменного тока;
- Использование светильников, работающих только от токов частотой 300 Гц и более.

4.1.3.5 Меры по предотвращению механического травмирования

Для предотвращения механического травмирования персонала необходимо обеспечить поддержание рабочих параметров в пределах, предусматриваемых проектом, необходимо неукоснительное соблюдение установки всего комплекса оборудования, включая специализированное

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

оборудование для отслеживания рабочих параметров и их поддержания в рабочем диапазоне – манометров, термометров, датчиков температуры и давления, газоанализаторов, предохранительных и сбросных клапанов.

Другим немаловажным аспектом является соблюдение частоты и полноты мероприятий, входящих в перечень планово-предупредительных работ (ППР). Необходимо своевременно и в полном объеме производить технические осмотры оборудования (ТО), средний и капитальный ремонты (СР и КП), внимательно следить за элементами системы УПГТ.

Важно помнить, что соблюдение правил безопасного ведения производственного процесса сможет не только предотвратить выход из строя важных элементов установки подготовки газа к транспорту, но и сохранить жизнь рабочему персоналу и местному населению.

4.1.3.6 Меры электробезопасности на рабочем месте

Среди мер по защите от негативного воздействия тока необходимо выделить следующие мероприятия:

1. Исключение контакта человека с токоведущими частями оборудования с использованием встроенных технических решений – защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения, изоляционной обмотки проводов, физическую недоступность электрических цепей.

2. Использование методов оповещательно-предупредительного характера: предупредительных знаков, плакатов и знаков безопасности, в том числе знаков и плакатов, вывешиваемых при проведении ремонтных работ на электроустановках;

3. Защита от природного электричества при помощи молниеотводов.

4. Исключение и/или уменьшение человеческой ошибки за счет комплекса инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

5. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток, бот, резиновых ковриков, искробезопасного инструмента, в том числе инструмента с изолированными ручками.

4.1.3.7 Меры по обеспечению пожаровзрывобезопасности

Среди методов, направленных на снижение вероятности взрывов и пожаров на производстве, выделяют:

1. Группу методов, направленных на исключение возможности утечки вредных веществ (например, обеспечение безопасного производственного режима, соблюдение частоты и полноты проведения технического обслуживания, среднего и капитального ремонта, поддержание необходимого режима тока противокоррозионной защиты, своевременный контроль сплошности и состояния уплотнений запорной и регулирующей арматуры, и прочее).

2. Группу методов, направленных на уменьшение концентрации вредных веществ в производственных помещениях – контроль концентрации газов газоанализирующим оборудованием, своевременное вентилирование помещений.

3. Группу методов, направленных на предотвращение возможности возгорания или взрыва вредных веществ – использование взрывобезопасного электрооборудование, комплектация персонала искробезопасных инструментом.

4. Группу проектных методов снижения последствий взрывов и пожаров, а также их предотвращения – оптимальное ситуационное расположение зданий и узлов с учетом розы ветров, расположение возможных источников вредных газообразных веществ в оптимальной дальности от электрооборудования, и прочее.

5. Группа методов, направленная на снижение человеческого фактора – автоматизация производства, телемеханизация, строгое соблюдение персоналом должностных инструкций и правил пожарной безопасности при

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

производстве работ на УПГТ.

В случае аварийного развития сценария, необходима комплектация УПГТ первичными средствами пожаротушения – ёмкостями с водой и песком, пожарным инструментом (багор, ведра и лопаты, асбестовая ткань), ручными огнетушителями как для горючих веществ, так и для установок под напряжением.

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Анализ воздействия УПГТ на атмосферу и защитные меры

Атмосферные загрязнения веществами, хранящимися и эксплуатируемыми на УПГТ, происходит при нарушениях в производственном режиме, которые могут быть вызваны нештатными рабочими параметрами (повышенным или пониженным давлением и температурой), при физическом или химическом износе оборудования, уплотнений и герметизирующих элементов, и т.д. Вследствие вышеперечисленных нарушений может произойти незапланированные выбросы загрязняющих веществ. Также проводятся и запланированные залповые выбросы вредных веществ в атмосферу, факельное сжигание избытков веществ. Стоит отметить, что на настоящий момент факельное сжигание ограничивается по применению в связи с минимизацией выделений углекислого газа в атмосферу для снижения парникового эффекта, но все же полностью предотвратить практику факельного сжигания не представляется возможным на данный момент.

Среди загрязняющих веществ следует отметить метан, этан, пропан, бутан, пропан, изомеры бутана, углекислый газ, сероводород, балластный азот. Источниками этих газов могут являться сбросные и предохранительные клапаны, баллоны для сварки (углекислый газ и азот), сжигание на территории УПГТ углеводородных жидкостей (углекислый газ, угарный газ) и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Мерой допустимого атмосферного загрязнения является предельнодопустимый выброс (ПДВ), расчет которого строго регламентируется нормативной литературой. На основе этой литературы выпускаются отраслевые стандарты, позволяющие нормировать выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в каждой конкретной производственной области. Для конкретного производственного объекта производится расчет предельно-допустимых выбросов согласно отраслевым стандартам. Для загрязняющих атмосферу веществ на УПГТ можно привести предельно-допустимые концентрации следующих веществ согласно Технологическому Регламенту на проектирование компрессорных станций:

Таблица 4.6 – Характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на УПГТ

Вещество	ПДК и ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности
Оксиды азота (в т.ч. диоксид азота)	ПДК _{м.р} = 0,085 ПДК _{м.р} = 0,04 ПДК _{р.з} = 5,0(NO _x) ПДК _{р.з} = 2,0(NO ₂)	2
Оксид азота	ПДК _{м.р} = 0,4 ПДК _{с.с} = 0,06	3
Оксид углерода	ПДК _{м.р} = 5 ПДК _{с.с} = 3 ПДК _{р.з} = 20	4
Метан	ОБУВ = 50	4
Диоксид серы	ПДК _{м.р} = 0,5 ПДК _{с.с} = 0,05 ПДК _{р.з} = 10,0	3
Бенз (а) пирен	ПДК _{с.с} = 0,1 мкг/100 м ³ ПДК _{р.з} = 0,00015	1
Сажа	ПДК _{м.р} = 0,15 ПДК _{с.с} = 0,05 ПДК _{р.з} = 4	3

Среди мероприятий, проводимых для защиты атмосферы от производственных выбросов, следует выделить:

1. Соблюдение полноты и частоты технического обслуживания, среднего и капитального ремонта – своевременная замена уплотнений

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

оборудования, запорной и регулирующей арматуры, плановая проверка сосудов под давлением на прочность и герметичность.

2. Соблюдение правил безопасного производственного процесса и должностных инструкций, технологического режима и проектных рабочих параметров;

3. Использование комплекса оборудования, направленного на фиксацию уровня производственных выбросов в атмосферу – газоанализаторов, датчиков тяги и прочее.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

4.2.2 Анализ воздействия УПГТ на гидросферу и защитные меры

Во время работы установки подготовки газа к транспорту некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, жидкие углеводороды, масла и присадки различного назначения могут попасть в гидросферу (реки, моря, подземные воды), тем самым нанеся ей непоправимый вред. Это может произойти в результате проведения нерегламентированных операций, либо при несоблюдении правил проведения ремонтных работ, при халатном отношении к безопасности производственного процесса во время эксплуатации оборудования.

Во время эксплуатации УПГТ рабочий персонал имеет дело с рядом веществ, которые в том или ином виде могут попасть в сточные воды.

Следующие меры превентивного характера могут предотвратить загрязнений сточных вод (и, как следствие, гидросферы):

1. Своевременный и полный контроль за оборудованием УПГТ, в котором возможна утечка вредных веществ, в частном порядке включает в себя своевременную замену уплотнения оборудования и арматуры УПГТ, мероприятия, направленные на поддержание целостности огнеупорных футеровок и оборудования противокоррозионной защиты, а также соблюдение правил безопасной эксплуатации узлов УПГТ.

2. Уборка отходов производства в специализированные ёмкости, предназначенные для транспортировки до мест дальнейшей переработки.

4.2.3 Анализ воздействия УПГТ на литосферу и защитные меры

Литосфера может оказаться под вредным влиянием производственной деятельности на УПГТ в результате образования или скопления количества отходов, которое превышает допустимые нормы. Важной производственной задачей является либо обеспечения полной переработки складированных вредных веществ, либо сведение к минимуму последствий возможного воздействия хранимых веществ на литосферу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Среди веществ, которые могут попасть в литосферу и нанести ей вред, выделяют ртуть, серу и её оксиды, свинец, хлористый калий, хром и прочее. Согласно СанПиН 42-128-4433-87.

Среди мероприятий по уменьшению негативного влияния производственных процессов УПГТ на литосферу необходимо выделить следующие :

1. Соблюдение правил контролирующих организаций по обязательному селективному сбору отходов, их хранению и предельному допустимому количеству складироваемых веществ, а также по соблюдению договоров о передаче отходов и вредных веществ специализированным организациям для утилизации.

2. Соблюдение требований технологического режима по рабочим показателя проекта.

3. Соблюдение полноты технического обслуживания, среднего и капитального ремонта.

4. Замена уплотнений оборудования для обеспечения герметичности технологических ёмкостей.

4.2.4 Анализ воздействия УПГТ на селитебную зону и защитные меры

УПГТ классифицируется как опасный производственный объект из-за существующих рабочих параметров (давление и температура, а также вид транспортируемого сырья), в виду чего УПГТ располагается на некотором удалении от жилых зон любого типа. Это необходимо для обеспечения безопасности как производства, так и местного населения. Следующие меры обычно применяют для обеспечения безопасности селитебных зон:

1. УПГТ располагается на удалении от населенных пунктов или жилых зон.

2. Вокруг УПГТ организуется санитарно-защитная зона шириной 100 м.

3. Производится ограждение территории по периметру.

4. Устанавливается круглосуточное видеонаблюдение.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

5. Сооружают охранную сигнализацию по периметру.

6. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям техногенного характера на УПГТ можно отнести разрывы трубопроводов и сосудов под давлением, воспламенение легкогорючих жидкостей (бензин, дизельное топливо, скипидар и т.п.), взрывы скоплений природного газа или паров ЛГЖ, загорания пыльных взвесей, аварии на электрических сетях с долгим перерывом в электроснабжении, возгорание и взрывы оборудования узлов УПГТ.

К ЧС природного характера можно отнести штормовые ветры, ураганы, ливни, сильный град, землетрясения, лесные пожары, оползни и сели. Следует заметить, что наиболее частыми являются ливни, град, штормы и ураганы, наибольшую разрушающую силу имеют землетрясения и наводнения. Защищенность человека от ЧС природного характера крайне мала, несмотря на общий рост уровня жизни.

К экологическим ЧС можно отнести превышение предельно допустимых концентраций веществ в атмосфере, почве и воде, недопустимые температурные изменения вследствие деятельности человека, нарушение видового разнообразия животного и растительного мира из-за сооружения промышленных построек на территории естественного обитания и роста или на путях миграции животных.

К последней группе социальных ЧС относятся террористические атаки на УПГТ, забастовки рабочего персонала, диверсии и порча оборудования и коммуникация группой лиц ввиду социально-политических мотивов и т.д.

Наиболее распространенной группой ЧС являются техногенные ЧС, затем имеют место природные катастрофы, которые достаточно тесно связаны с экологическим ущербом. Довольно редко происходят ЧС социального характера. В целом нужно отметить, что все типы ЧС тесно взаимосвязаны

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

друг с другом и имеют тенденцию взаимно перетекать друг в друга.

Для обеспечения безопасности в ЧС применяются следующие меры:

– на этапе строительства УПГТ обеспечивается минимизация экологического ущерба вследствие аварийных выбросов и сбросов, пожаров и взрывов;

– разрабатываются планы ликвидации аварий и утверждаются ответственные лица, которые проводят периодически опросы рабочего персонала, учения и инструктажи;

– путь газопроводных и водопроводных коммуникаций и расположение УПГТ выбирается таким образом, чтобы не оказывать значительного негативного влияния на флору и фауну;

– проводятся плановые осмотры и ремонты оборудования для предотвращения отказов, аварий и инцидентов; • Технологии строительства зданий и монтажа оборудования обеспечивают дополнительную защиту от бедствий стихийного характера.

При возникновении самой распространенной группы ЧС – ЧС техногенного характера – работникам необходимо придерживаться следующих простых инструкций:

– так как при ЧС на УПГТ существует вероятность взрыва, работникам необходимо лечь на живот и обеспечить защиту головы (например, руками). При этом необходимо держаться в отдалённости от окон, дверей, лестниц, застекленных входных проёмов;

– в случае взрыва необходимо принять меры, предотвращающие возникновение пожара и паники, а также оказать первую неотложную помощь тем людям, которые пострадали в результате взрыва;

– при обнаружении возгорания либо иных других признаков горения работники должны как можно скорее сообщить об этом по телефонам 01 или 010 (для мобильных). При этом необходимо назвать место взрыва, тип производственного объекта, имя и фамилию работника, а также принять меры

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

по эвакуации остального рабочего персонала, тушению пожара и, по возможности, сохранности производственного объекта;

– при невозможности выполнения любого из перечисленных действий без серьезной угрозы для жизни необходимо вначале обеспечить личную сохранность, а затем произвести попытки выполнения пунктов данной рекомендации.

4.4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности на УПГТ

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Существуют возрастные и профессиональные ограничения по работе на УПГТ. Например, к работе на УПГТ допускаются только те лица, которые достигли совершеннолетия (возраста 18 лет), а также которые прошли соответствующий медицинский осмотр и не имеют противопоказаний к работе на УПГТ. Необходимо, чтобы рабочий персонал был обучен безопасным методам ведения работы, прошел инструктаж на рабочем месте и получил допуск к самостоятельной работе. При этом, все работники должны использовать выдаваемую компанией спецодежду и спецобувь, а также иные средства индивидуальной защиты. Все вопросы, связанные с оценкой условий труда на производстве, согласовываются с требованиями ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ. Весь рабочий и инженерно-технический персонал обязуется соблюдать требования ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ, а их руководители (начальник цеха или лицо, его замещающее) не имеют права нарушать требования Трудового Кодекса Российской Федерации.

На каждом предприятии, по каждому цеху должен быть разработаны перечни газоопасных и огнеопасных работ, которые должен периодически пересматриваться и утверждаться заново. Обычно переучет перечней проходит 1 раз в год.

Кроме того, обязательным документом при проведении огне- и газоопасных работ является правильно оформленный наряд-допуск, который

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

должен предусматривать разработку и реализацию мероприятий по предварительной подготовке работ, а также их по непосредственному проведению. Наряд-допуск согласовывается с начальником пожарной службы предприятия или лицом, его замещающим, с ведущим инженером отдела охраны труда и промышленной безопасности, а за разработку наряда-допуска отвечает начальник цеха или службы, либо лицо, его замещающее.

Согласно наряду-допуску, назначается лицо, которое является ответственным за организацию безопасного проведения огне- и газоопасных работ. Лицо, назначенное ответственным за проведение газоопасных работ, обязано обеспечить полноту и соответствия производственным нормам принятых мер безопасности, достаточную квалификацию тех рабочих и инженерных кадров, назначенных исполнителями работ, должно обеспечить полноту и качество инструктажа рабочего персонала, а также обязано руководить работой и наблюдать за соблюдением мер безопасности на рабочем объекте.

Наряд-допуск на проведение газоопасных работ действителен в течение одной смены и выдается каждой бригаде на конкретное место и вид работ. В случае, если работа не завершена по окончанию рабочего дня, и характер и условия проведения работ не ухудшились, на следующую смену допускается продлить предыдущий наряд-допуск.

Наряд-допуск обязывает проводить огне- и газоопасные работы в составе бригады, которая состоит не менее чем из двух человек рабочего персонала без учета ответственного лица. Если работы проводятся внутри резервуаров, труб, аппаратов, в траншеях или котлованов глубиной более 1 м, то бригада должна состоять не менее трех человек без учета ответственного лица.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

4.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Организационные мероприятия по обеспечению безопасности при ведении работ на УПГТ – это сложный взаимосвязанный комплекс мероприятий, который составляет как при проектировании УПГТ, так и при пуске его в эксплуатацию. Как правило, мероприятия такого рода касаются нескольких важных аспектов – организация рабочего пространства, ситуационное расположение установки, разработка перечня требований к безопасному ведению работ, разработка противопожарных инструкций, а также общая эргономика узлов установки.

Организация рабочего пространства подразумевает под собой расположение предметов на рабочем столе, расстановку оборудования по рабочей зоне, наличие специальных мест под рабочий инструмент, и прочее. Во всех этих случаях должен быть обеспечен не только удобный и быстрый доступ к оборудованию, но и безопасный. Таким образом, организация рабочего пространства должна отвечать критерию безопасности вкупе с эффективностью.

Ситуационное расположение УПГТ должно учитывать такие факторы, как рельеф местности, в которой происходит сооружение УПГТ, расположение зданий и блок-боксов относительно сторон света (условиях для естественного освещения зданий), а также весьма важный фактор - розу ветров, необходимую для обеспечения проветривания УПГТ, недопущения образования скопления газов и учета распространения дыма, пара и огня как в рабочих условиях, так и при аварийных ситуациях.

Учет расстановки оборудования по рабочей зоне необходим для обеспечения транспортной логистики в пределах УПГТ – например, административно-хозяйственный комплекс логичнее расположить в непосредственной близости к транспортным узлам, а здания и сооружения, потенциально представляющим повышенную пожарную опасность следует расположить с подветренной стороны.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Выводы по разделу

В данном разделе подробно рассмотрены вопросы охраны труда и промышленной безопасности, вопросы охраны окружающей среды и компенсации негативного воздействия на окружающую среду.

Приведена идентификация вредного и опасного воздействия производственных факторов в рабочей зоне, описаны методов предотвращения их влияния на персонал, окружающую среду и третьи лица, либо способов уменьшения их последствий

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

По оценкам специалистов, на территории РФ располагаются более 600 объектов газораспределительных станций и газорегуляторных пунктов, располагающих условиями для строительства и эксплуатации турбодетандерных агрегатов, которые могут вырабатывать от 10 до 20 млрд. кВт·ч электроэнергии в год [27].

В настоящее время на ГРС и ГРП многочисленных промышленных предприятий европейских стран, США, Японии и др. находятся в эксплуатации турбодетандерные агрегаты различного уровня электрической мощности от 0,3 до 12,0 МВт [28].

Разрабатываются и внедряются турбодетандерные агрегаты и в странах СНГ. ООО «ТурбоДЭн» (г. Москва) разработали типоразмерный ряд энергосберегающих турбодетандерных агрегатов - ЭТДА мощностью 1500, 2500, 4000, 6000 и 8000 кВт. К примеру, с 1995 года успешно эксплуатируется одно из таких оборудований на ТЭЦ-21 (г.Москва) мощностью 6000 кВт, а в 2008 на ТЦ-23 ОАО «Мосэнерго» установили два турбодетандерных агрегата ДГА-5000 разработки ОАО «Криокор» [28].

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности установки турбодетандерного агрегата производства ООО «ТурбоДЭн» ЭТДА – 4000 на газораспределительной станции г. Татарск Новосибирской области. В расчетах применялись данные из диссертации по смежным темам и из проектных документаций в период капитального ремонта данной ГРС.

5.1 Экономическая модель

1. Местоположение объекта внедрения - ГРС.

					<i>«Анализ методических подходов оценки энергоэффективности технологических процессов при транспорте газа»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Жданов М.С			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В					67	15
Консульт.		Ронюк В.Б.						
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ72		

2. Расход проходящего через ЭТДА газа для 80 % загрузки - 50 000 н.м³/час.

3. Подогрев газа осуществляется огневым подогревателем.

4. Энергокомплекс является составной частью предприятия.

5. Производимая энергокомплексом электроэнергия продается по рыночным ценам.

6. Управление энергокомплексом осуществляется в автоматическом режиме с центрального диспетчерского пункта. Собственный персонал 3 человека. График работы - сутки через двое.

7. Амортизация энергокомплекса осуществляется линейно, в течение всего срока службы оборудования – 15 лет с момента начала эксплуатации. Для того чтобы иметь возможность оценить сроки окупаемости, в данной работе приведены оценочные показатели стоимости поставляемого поставщиком оборудования, строительно-монтажных работ, затраты на рабочую силу.

5.2 Мощность проекта.

Характерным параметром ЭТДА-4000 является одинаковая частота вращения электрогенератора и турбодетандера 3000 об/мин [2]. Такое решение позволило упростить конструкцию установки при достаточно высоком внутреннем КПД турбодетандера.

Собственно турбодетандер - пятиступенчатый, осевой включает наружный силовой корпус и внутренний корпус-вставку. В последнюю входят: ротор с узлами подшипников и набор обойм сопловых аппаратов. Собранный вставка свободно помещается в наружный корпус и закрепляется в нем винтами. Слева к вставке крепится ограничитель максимальной частоты вращения, а справа - детали муфты соединения с рессорой привода генератора.

Подобная конструкция турбодетандера с легкоъемным внутренним корпусом-вставкой весьма удобна при монтажных работах, сборке и проведении регламентных работ.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

Ротор турбодетандера установлен во внутреннем корпусе на подшипниках скольжения гидродинамического типа. Смазочноуплотнительная система ЭТДА-4000 обеспечивает непрерывную подачу и охлаждение смазочного материала (масло типа Тп-22 или Тп-30). Для охлаждения масла используется холод газового потока после турбодетандера в специальном теплообменнике.

В качестве генератора использован обратимый двигатель СТД-3150-2РУХЛ4, синхронный, трехфазный, с бесщеточным возбуждением. Напряжение на клеммах генератора - 6,3 кВ, частота тока — 50 Гц. Электроэнергия выдается в общую энергосистему. Установка ЭТДА-4000 изготовлена в блочно-комплектном исполнении.

Мощность проекта указана в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Мощность проекта.

Наименование	Единица измерения	Значение
Установленная мощность	кВт·ч	2000
Установленное время эксплуатации	часов в год	8000
Объем производства	кВт·ч в год	16000000

Технические характеристики ГРС г. Татарск и турбодетандера ЭТДА4000 приведены в таблицах 5.3 и 5.4 соответственно.

Таблица 5.3 – Технические характеристики ГРС Татарск.

Наименование	Значение
Диаметр входного газопровода ГРС	Ду 150 мм.
Максимальное возможное давление в подводящем газопроводе	5,4 МПа
Фактическое (рабочее) давление в подводящем газопроводе	3,5 МПа
Минимальное рабочее давление в подводящем газопроводе	2,0 МПа
Давление в газопроводе на выходе из ГРС	0,6 МПа
Тип существующей ГРС	АГРС «Энергия-1»
Режим работы	круглогодичный, непрерывный
Производительность ГРС	30 тыс.м ³ /час

Таблица 5.4 – Эксплуатационные показатели ЭТДА-4000

Наименование агрегата	Расход газа на номинальном режиме н.м. 3 /час (V)	Давление газа на входе в детандер МПа (P1)	Давление газа на выходе из детандера МПа (P2)	Частота вращения ротора об/мин.	Вырабатываемая мощность МВт	КПД
ЭТДА - 4000	50000	3,0	0,7	3000	4,0	0,80

5.3 Экономический расчет при проведении капитального ремонта.

5.3.1 Затраты на оборудование, здания и сооружения.

Расчет стоимости оборудования ЭТДА-4000 приведен с учетом его транспортировки. Данные взяты из расчета внедрения установки на ГРС-4 г. Москвы в 2015 году.

Таблица 5.5 – Капитальные вложения в комплекс ЭТДА – 4000.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Основное оборудование	
1. Детандер;	7980000
2. Блок системы регулирования;	9945000
3. Блок байпасный;	5649000
4. Блок маслосистемы;	4844000
5. Генератор;	1648000
6. Автоматическая система управления;	4221000
7. Теплообменник.	4655000
8. Электротехническое оборудование	966000
9. Фильтры	135000
Общая стоимость	40043000

Возведение зданий и сооружений будет производить подрядная организация, которая производила капитальный ремонт данной ГРС в 2015 году по замене блока одоризации. Для монтажа комплекса турбодетандерного агрегата ЭТДА-4000 необходимы такие же здания и сооружения, а также площадки и коммуникации.

Таблица 5.6 – Капитальные вложения в здания и сооружения

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Площадка и коммуникации	2112000
Здания и сооружения	9588000
Общая стоимость	11700000

5.3.2 Затраты на контрагентные услуги.

Перед началом работ по внедрению турбодетандерного агрегата а также при возведении здания и сооружения необходимо обратиться в организацию, представляющую контрагентные услуги. А именно: проектные услуги; корректировка конструкторской документации под параметры заказчика; разработка задания на выполнение проекта строительства ЭТДА; разработка заданий на изготовление составных элементов ТДА и взаимоувязка их характеристик; передача конструкторской документации заводам-изготовителям, осуществление авторского надзора; пусконаладочные работы а также технологическая и биологическая рекультивация. Затраты на вышеперечисленные услуги приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Капитальные вложения в контрагентные услуги.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
– Проектные работы;	293000
– Пуско-наладочные работы;	360000
– Авторский надзор;	256000
– Техническая рекультивация;	87000
– Биологическая рекультивация;	211000
– Корректировка конструкторской документации под параметры заказчика;	56000
– Разработка задания на выполнение проекта строительства ЭТДА;	56000
– Разработка заданий на изготовление составных элементов ТДА и взаимоувязка их характеристик;	56000
– Передача конструкторской документации заводам-изготовителям.	28000
Общая стоимость контрагентных услуг	1403000

Общие капитальные вложения по проекту приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Капитальные вложения по проекту, всего.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Капитальные вложения в комплекс ЭТДА – 4000	40043000
Капитальные вложения в здания и сооружения	1170000
Капитальные вложения в контрагентные услуги	1403000
Общая стоимость капитальных вложений	42616000

Срок строительства «под ключ» – 110 дней.

5.3.3 Затраты на спецтехнику

Рабочая бригада будет заселена в поселке, находящийся в 10 км. от ГРС г. Татарск. Ежедневная доставка рабочих на место производства работ осуществляется автомобилем «Камаз», вместимостью 42 ч. Расход топлива составляет 34 л./100 км. За период работ транспорт совершит 220 рейсов. Произведем расчет затрат по ежедневной доставке к месту проведения работ рабочих:

$$P_T = p/100 \times P_{Tл} = 22 \times 34 = 748 \text{ л.}$$

где: P_T – расход топлива (л);

p – расстояние (км);

$P_{Tл}$ – расход топлива, л/100 км.

$$З_{дт} = P_T \times C_{дт} = 748 \times 35,4 = 24679,2 \text{ руб.}$$

где: $З_{дт}$ – затраты на дизельное топливо (ДТ);

P_T – расход топлива (л);

$C_{дт}$ – стоимость 1л ДТ.

При проведении строительно-монтажных работ будет использован автокран для выполнения погрузочно-разгрузочных работ. Выполним расчет затрат дизельного топлива для автокрана при проведении работ, при условии расхода топлива 36л./100 км., а также расхода топлива во время работы самого крана – 9,3 л./1 час.

Количество рейсов для крана составляет – 2 рейса, от вахтового поселка до места проведения работ

$$P_T = p/100 \times P_{ТЛ} = 0,2 \times 36 = 7,2 \text{ л.}$$

где:

P_T – расход топлива (л);

p – расстояние (км);

$P_{ТЛ}$ – расход топлива, л/100 км.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						75

$$\text{ЗДТ} = \text{РТ} \times \text{СДТ} = 7,2 \times 35,4 = 254,88 \text{ руб.}$$

где: ЗДТ – затраты на дизельное топливо (ДТ);

РТ – расход топлива (л);

СДТ – стоимость 1л ДТ.

Автокран необходим на всем протяжении производства работ – 110 дней, 880 часов. Расчет расхода топлива в режиме автокрана:

$$\text{РТАК} = \text{T} \times \text{ЛЧ} = 880 \times 9,3 = 8184 \text{ л.}$$

где: РТАК – расход топлива в режиме автокрана;

T – время работы автокрана;

ЛЧ – расход топлива в режиме работы автокрана, л./час.

$$\text{ЗДТ} = \text{РТ} \times \text{СДТ} = 8184 \times 35,4 = 289713,6 \text{ руб. г}$$

де: ЗДТ – затраты на дизельное топливо (ДТ);

РТ – расход топлива (л); СДТ – стоимость 1л ДТ.

Затраты на ежедневную доставку рабочих к месту проведения работ, а также суммарные затраты на использование спецтехники представлены в таблицах 5.9 и 5.10 соответственно.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

Таблица 5.9 – Затраты по ежедневной доставке к месту проведения работ рабочих.

Наименование	Ед. изм.	Расчет
Продолжительность смены	час	8
Состав бригады	чел.	12
Продолжительность производства работ	дн.	110
Расстояние перевозки	км.	10
Вместимость машины	чел.	42
Количество рейсов в смену	рейс/день	2
Количество рейсов общее	рейс	220
Средняя скорость движения	км/ч	49
Общее время в пути	час	88
Стоимость ежедневной перевозки рабочих	руб.	72305,20

Таблица 5.10 – Затраты на использование спецтехники.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
– Затраты на ежедневную перевозку автомобилем «Камаз» рабочей бригады к месту проведения работ	72305,2
– Затраты на использование автокрана, совместно с перевозкой из вахтового поселка	289968,48
Общая стоимость затрат на спецтехнику	362273,68

5.3.4 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда показаны в таблице 11.

Таблица 5.11 – Надбавки и доплаты к заработной плате.

районный коэффициент	1,25
доплата за вредность	1,08
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,24
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,1

Часовая тарифная ставка для монтажника составляет 80 руб./час. Приведем расчеты заработной платы рабочих:

$$ЗПЧ = ТЧ \times РК \times ДВ \times ВП \times ВР = 147,3 \text{ руб./час}$$

ТЧ – часовая тарифная ставка;

РК – районный коэффициент;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДВ – доплата за вредность;

ВП – компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты;

ВР – компенсационная выплата за вахтовый метод работы. У бригады работников из 12 человек восьмичасовой рабочий день, продолжительность работ составляет 110 дней.

Произведем общий расчет расходов на оплату труда:

$$\Sigma ЗП = ЗПЧ \times T \times q = 1555488 \text{ руб.}$$

ЗПЧ – часовая оплата труда для одного работника;

T – время работы, 880 часов;

Q – количество монтажников, 12 человек.

Затраты на командировочные расходы работников представлены в таблице 11. Норма суточных составляет – 500 руб./ день, стоимость проживания для одного работника составляет 550 руб./день.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Таблица 5.12 – Командировочные расходы рабочих

Наименование	Ед. изм.	Расчет
Продолжительность смены	час	8
Состав бригады	чел.	12
Продолжительность производства работ	дн.	110
Норма суточных	руб./день	500
Стоимость проживания в сутки	руб./день	550
Суточные	руб.	715000
Проживание	руб.	786500
Итого	руб.	1501500

Общие затраты на оплату труда представлены в таблице 5.13:

Таблица 5.13 – Общие затраты на оплату труда.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
– Затраты на заработную плату работников	1555488
– Затраты на командировочные расходы рабочих	1501500
Общая стоимость затрат на оплату труда	3056988

5.3.5 Постоянные и переменные издержки

Величина переменных издержек (электроэнергия, теплоноситель, масло) определяется исходя из технических параметров оборудования (см. таблицу 5.14).

Таблица 5.14 – Переменные издержки.

Наименование	Величина относительно 1 кВт·ч выработки электроэнергии
Электроэнергия	0,02 кВт·ч
Природный газ (топливный)	525 н.м3 /ч
Машинное масло ТП-22	0,25 кг на 1 час работы
Текущий ремонт	351000 руб. на каждые 8 тыс. часов работы

Таблица 5.15 – Постоянные издержки

. Налог на имущество	2% в год от балансовой стоимости имущества
Амортизационные отчисления	3548000 руб. в год

5.4 Сумма капиталовложений в проект и оценка эффективности внедрения
ЭТДУ – 4000 в ГРС

Таблица 5.16 – Стоимость капиталовложений

Наименование	Стоимость (руб.)
Общая стоимость комплекса ЭТДА – 4000	40043000
Капитальные вложения в здания и сооружения	11170000
Капитальные вложения в контрагентные услуги	1403000
Затраты на спецтехнику	362273,68
Заботную плату монтажникам	1555488
Командировочные расходы рабочих	1501500
Итого	56035261,68

5.5 Оценка эффективности внедрения ЭТДУ – 4000 на ГРС

- ЭТДУ при номинальных нагрузках выдает – 16000000 кВт·ч в год.
- Одноставочный тариф на электроэнергию в Новосибирской области с 01.01.2017 г. составляет - 2,42 руб./кВт·ч.
- Суммарный доход от эксплуатации –38720000 руб./год.
- Капиталовложения в сооружение и запуск оборудования окупаются в течение 2х лет.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Список использованной литературы

1. Щуровский В.А., Зюзьков В.В. Энергоэффективность магистрального транспорта газа и потребности в газоперекачивающей технике. // Компрессорная техника и пневматика. 2011. №1. С. 38-41.
2. Будзуляк Б.В., Шайхутдинов А.З., В.А. Щуровский. К вопросу о повышении эффективности транспортировки газа в России. // Газотурбинные технологии. 2003. № 6. С. 2-6.
3. Козлов СИ., Огнев В.В., Щуровский В.А. Газотранспортное оборудование: состояние и перспективы. Газотранспортные технологии сегодня и завтра. // Сб. науч. тр. - М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2008. - 214 с.
4. Научно-техническая политика ОАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники. // М.: ООО «Газпром Экспо». 2009. - 16 с.
5. Газпром 2-3.5-245-2008 Рекомендации по выбору технических решений для реконструкции типоразмерных парков ГПА. // М.: ООО «Газпром Экспо». 2008.-39 с.
6. Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В., Нейтур С.Х.. Влияние проектных параметров газопроводов на энергоемкость транспорта газа. // Газовая промышленность. 2004. № 2. С. 27-29.
7. Белоконь Н.И. и др. Энергетические показатели трубопроводного транспорта природных газов. // Тезисы докладов научной конференции МИНХ и ГП по проблемам нефти и газа. М.: МИНХ и ГП. 1967.
8. Сеницын С.Н., Барцев И.В. Оценка эффективности режима работы компрессорных станций магистральных газопроводов. // Газовая промышленность. 1966. №2.
9. Сеницын С.Н., Леонтьев Е.В. Оптимальные режимы работы магистрального газопровода с центробежными нагнетателями. // Газовая промышленность. 1966. №1.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

10. Доброхотов В.Д. Центробежные нагнетатели природного газа. // М.: Недра. 1972.-128 с.
11. Седых А.Д., Галлиулин З.Т., Леонтьев Е.В. и др. Трубы с гладкостным покрытием. // Газовая промышленность. 2000. № 10. С. 48-50.
12. Сальников С.Ю., Щуровский В.А, Галлиулин З.Т., Зюзьков В.В. Энергоэффективные технико-технологические решения в транспорте газа. // Наука и техника в газовой промышленности. №1. 2011. 19-33.
13. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. // М.: ООО «Газпром Экспо». 2006. - 194 с.
14. . Галиуллин З.Т.. Развитие научных исследований, техники и технологий в области трубопроводного транспорта газа. // Монография - М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2009. - 208 с.
15. . Седых А.Д., Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В. и др. Трубы с внутренним гладкостным покрытием. // Газовая промышленность. 2000. № 10. С. 48-50.
16. Седых А.Д., Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В. и др. Трубы с внутренним покрытием для газопроводов. //Газовая промышленность. 2001. № 12. С. 10-12.
17. Седых А.Д., Белозеров Л.Г., Галиуллин З.Т. и др. Внутренние покрытия труб на магистральных газопроводах. // М.: 2006.
18. Синицын Ю.Н., Щуровский В.А. О совместной работе компрессорных станций и газопровода. // Газовая промышленность. 1981. №2. С. 12-16.
19. Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа, дожимных компрессорных станций и компрессорных станций подземных хранилищ газа на 2010-2015 гг. // ОАО «Газпром». 2010 г.
20. СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам. // М.: ООО «Газпром Экспо». 2007. - 64 с.
21. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

22. СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32- 2002 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
23. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
24. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
25. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
28. ГОСТ 12.4.254-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты глаз и лица при сварке и аналогичных процессах. Общие технические условия.
29. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения
30. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
31. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
32. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
33. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
34. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

35. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».
36. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».
37. РД 39-132-94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
38. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
39. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования»
40. ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ.
41. ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ.
42. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
43. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86