TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение энергоэффективности при транспорте природного газа на примере газопровода Томской области»

УДК 622.691.4:620.9-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Юн Каралина		06.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д. т. н.		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Криницына З.В.	к. т. н.		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	-		25.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к. п. н.		06.06.2022

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в

	профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	**ФИО**
2Б8А	Юн Каралина

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение энергоэффективности при транспорте природного газа на примере газопровода Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. No39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).*	Объектом исследования является участок магистрального газопровода Томской области «Парабель-Кузбасс». Методы повышения энергетической эффективности магистрального газопровода. Единая газотранспортная система Российской Федерации. Природный газ.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	1. Провести обзор литературных источников по проблеме повышения энергетической эффективности эксплуатации объектов магистрального газопровода 2. Проанализировать современные методы повышения энергоэффективности на линейной часть МГ, а также КС 3. Рассмотреть актуальные направления повышения энергоэффективности на объектах Томской области 4. Произвести расчет режимов работы компрессорной станции и обосновать выбор газоперекачивающего агрегата с электроприводом
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	Рисунки, схемы, таблицы

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницина З.В., доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к. п. н.		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Юн Каралина		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8А		Юн Каралина	
Школа		**Отделение школы (НОЦ)**	
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*1. Примерный бюджет проекта – 1864517 тыс. руб.* *В реализации проекта задействованы: руководитель, подрядные организации, инженеры*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*2. Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2001г.* *Ставка налога на прибыль 20 %;* *Налог на добавленную стоимость 20%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Формирование бюджета на реализацию проекта*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*3. Расчет коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. *Оценка конкурентоспособности технических решений* 2. *Матрица SWOT* 3. *График проведения и необходимый бюджет проекта* 4. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта*	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Юн Каралина		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2Б8А	Юн Каралина		
Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение (НОЦ)**	
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/ специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение энергоэффективности при транспорте природного газа на примере газопровода Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	*Объект исследования:* магистральный газопровод *Область применения:* методы повышения энергоэффективности при транспорте природного газа *Рабочая зона:* производственное помещение *Размеры помещения:* 30*50 м *Количество и наименование оборудования рабочей зоны:* трубопровод, запорная арматура, газоперекачивающий агрегат, аппарат воздушного охлаждения *Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* управление режимом работы газопровода посредством корректировки режима работы компрессорного цеха. Очистка перемещаемого газа от жидкости и различных механических примесей
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 декабря 2020 г. N 915н «Об утверждении Правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»; ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»; ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»; СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ потенциально вредных и опасных	**Вредные факторы:** 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;

производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов	2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень вибрации. **Опасные факторы:** 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 3. Пожаровзрывоопасность. **Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:** использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	**Воздействие на селитебную зону:** пожарный риск **Воздействие на атмосферу:** загазованность воздушной среды, выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования **Воздействие на гидросферу:** загрязнение заболоченной территории **Воздействие на литосферу:** уничтожение и повреждение почвенного слоя и других земель, засорение почвы производственными отходами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	**Возможные ЧС:** Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ приборов контроля и сигнализации; производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; коррозия оборудования и трубопроводов; ошибочные действия персонала при пусках и остановках газоперекачивающих агрегатов, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.) **Наиболее типичная ЧС:** пожар, взрыв.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Юн Каралина		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 07.06.2022

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	*Введение*	*5*
26.02.2022	*Единая система газоснабжения России*	*15*
08.03.2022	*Технология транспортировки природного газа по трубопроводу*	*10*
24.03.2022	*Методы повышения энергоэффективности на линейной части магистрального газопровода*	*10*
29.04.2022	*Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции*	*10*
10.05.2022	*Актуальные направления энергоэффективности при транспорте природного газа в Томской области*	*15*
14.05.2022	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*10*
31.05.2022	*Социальная ответственность*	*10*
04.06.2022	*Заключение*	*5*
10.06.2022	*Презентация*	*10*
	Итого:	***100***

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В	д. т. н., доцент		10.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к. п. н.		10.02.2022

Реферат

Работа содержит 84 страниц, 21 таблиц, 7 рисунков и 31 источников литературы.

Ключевые слова: эффективность, электропривод газоперекачивающего агрегата, газоперекачивающий агрегат, аппарат воздушного охлаждения, компрессорная станция.

Объектом исследования является магистральный газопровод.

Предмет исследования – методы повышения энергоэффективности при транспорте природного газа на объекте Томской области.

Цель работы: разработка предложений по повышению энергоэффективности при транспортировке газа.

Актуальность работы связана с возрастающей ролью энергосбережения в магистральном транспорте природного газа.

В процессе исследования был проведен литературный обзор по повышению эффективности при транспортировке природного газа в общем, рассмотрены такие методы, как оптимизация режимов работы ГТС, компрессорной станции, применение аппаратов воздушного охлаждения газа, внедрение новых агрегатов, применение гладкостных труб, ввод ингибиторов, и т.д. Были рассмотрены преимущества и недостатки каждой технологии.

Данные методы позволят оптимизировать режимы работы ГТС и снизить потери газа на протяжении всего пути, а также повысить пропускную способность.

Abstract

The work contains 84 pages, 21 tables, 7 figures and 31 literature sources.

Keywords: efficiency, electric drive of gas pumping unit, gas pumping unit, air cooling unit, compressor station.

The object of the study is the main gas pipeline.

The subject of the study is methods for improving energy efficiency in the transport of natural gas at a facility in the Tomsk region.

Purpose of the work: development of proposals for improving energy efficiency in gas transportation.

The relevance of the final paper is associated with the increasing role of energy saving during natural gas transportation.

In the course of the research, a literature review was conducted to improve efficiency in the natural gas transportation, such methods as optimization of the modes of operation of the gas pipeline network, the use of an air cooling system, a compressor station, the introduction of new units, the use of smooth pipes, the introduction of inhibitors, etc. advantages and disadvantages of each technologies were considered.

These methods will optimize the modes of gas pipeline network operation and reduce gas losses along the entire route, as well as increase throughput.

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

газотранспортная система, ГТС: Совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы, единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения

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

компрессорная станция (КС): Комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении

аппарат воздушного охлаждения (АВО): Это теплообменное оборудование, специализирующееся на охлаждении жидкостей и газа

нагнетатель: Гидравлическая машина, предназначенная для преобразования энергии внешнего источника (механической, электрической, химической и т.п.) в энергию потока жидкости или газа (потенциальную и (или) кинетическую)

газопровод магистральный, МГ: Комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного

газа, в состав которого входят однониточный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газо-измерительные станции, станции охлаждения газа

Обозначения и сокращения

АВО – аппарат воздушного охлаждения

ГПЗ — газоперерабатывающий завод

ГТД – газотурбинный двигатель

ГТС – газотранспортная система

ГТУ – газотурбинная установка

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ДКС – дожимная компрессорная станция

ЕСГ – единая система газоснабжения

КС – компрессорная станция

КПД – коэффициент полезного действия

ЛКС – линейная компрессорная станция

МГ – магистральный газопровод

ПЧ – преобразователь частоты

РД – рабочая документация

ТД – техническая документация

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ЭГПА – электропривод газоперекачивающего агрегата

Содержание

1 Единая система газоснабжения России 20

2 Технология транспортировки природного газа по трубопроводу 22

3 Методы повышения энергоэффективности на линейной части магистрального газопровода 27

3.1 Очистка магистрального газопровода 27

3.2 Снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием 28

3.3 Применение ингибиторов гидратообразования 29

4 Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции 31

4.1 Общие сведения о компрессорных станциях магистральных газопроводов 31

4.2 Применение агрегатов нового поколения 33

4.3 Повышение энергетической эффективности АВО газа 34

4.3.1 Охлаждение на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов. 34

4.3.2 Охлаждение на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов. 35

4.4 Повышения энергоэффективности работы ГПА 36

4.4.1 Подбор оптимального размера и количества ГПА 37

4.4.2 Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ 38

Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции . 39

4.4.3 Применение модульной компоновки ГПА 39
5 Актуальные направления энергоэффективности при транспорте природного газа в Томской области 42
5.1 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование выбора газоперекачивающего агрегата с электроприводом 43
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 54
6.1 Потенциальные потребители результатов исследования 54
6.2 Анализ конкурентных технических решений 55
6.3 SWOT-анализ 56
6.4 Планирование научно-исследовательской работы 58
6.4.1 Структура работ 58
6.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ 59
6.5 Бюджет научно-технического исследования 62
6.5.1 Расчёт материальных затрат НТИ 62
6.5.2 Расчёт амортизационных отчислений 62
6.5.3 Расчет заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды 63
6.6 Капитальные вложения в реконструкцию компрессорной станции 63
6.7 Эксплуатационные расходы 65
6.8 Оценка эффективности инвестиций 66
Вывод по разделу 67
7 Социальная ответственность 68
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 68
7.2 Производственная безопасность 70

7.2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования 70
7.2.2 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания 71
7.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения 71
7.2.4 Повышенный уровень шума 72
7.2.5 Повышенный уровень вибрации 73
7.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование 74
мероприятий по их устранению 74
7.3.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 74
7.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током 74
7.3.3 Пожаровзрывоопасность 75
7.4 Экологическая безопасность 76
7.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу 76
7.4.2 Анализ воздействия объекта на литосферу 76
7.4.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу 77
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 77
Вывод по разделу 79
Заключение 80
Список литературы 82

Введение

Российская Федерация располагает значительными запасами энергетических ресурсов и мощным энергетическим комплексом, имеет одни из самых крупных разветвленных систем магистральных газопроводов, которые являются базой развития экономики страны.

Энергетический сектор обеспечивает жизнедеятельность страны, а также обладает значительным влиянием на мировом рынке. В связи с возрастающем спросом природного газа, актуален вопрос повышения эффективности использования всех видов энергии внутри страны с тем, чтобы экспорт, в основном, поддерживался не добычей новых объемов нефти и газа, а за счет энергосбережения внутри страны, потенциал которого огромен.

Цель работы: разработка предложений по повышению энергоэффективности при транспортировке газа.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи:

1. Провести литературный обзор современных технологий по повышению энергоэффективности при транспорте природного газа;
2. Проанализировать существующую газотранспортную систему;
3. Рассмотреть технологию транспортировки природного газа;
4. Определить методы повышения энергетической эффективности на линейной части магистрального газопровода, и компрессорной станции;
5. Рассмотреть актуальные направления энергоэффективности в Томской области, рассчитать режимы работы КС и обосновать выбор газоперекачивающего агрегата с электроприводом.

Улучшение режимов работы МГ является одним из наиболее эффективных методов снижения себестоимости транспортировки природного газа. Одним из способов улучшения работы линейной части магистрального газопровода является оптимизация режимов компрессорной станции, в том

числе, за счет применения агрегатов нового поколения, определения оптимальной температуры природного газа, достигаемой путем регулирования работы аппаратов воздушного охлаждения газа, изменения угла атаки лопастей вентилятора, а также применения частотно-регулируемого привода у АВО и регулирования режимов работы электроприводных газоперекачивающих агрегатов.

При повышении пропускной способности увеличивается производительность МГ, для этого применяются следующие методы:

- очистка внутренней полости трубопровода при помощи очистных устройств;
- ввод ингибиторов гидратообразования;
- применение труб с внутренним покрытием для снижения гидравлического сопротивления.

1 Единая система газоснабжения России

Единая система газоснабжения (ЕСГ), как основная часть национальной системы газоснабжения, представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных, и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа. Основным собственником данной системы является ПАО Газпром - крупнейшая транснациональная компания РФ, получившая объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации [1].

ЕСГ обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя.

Благодаря централизованному управлению, большой разветвленности и наличию параллельных маршрутов транспортировки, ЕСГ обладает существенным запасом надежности и способна обеспечивать бесперебойные поставки газа даже при пиковых сезонных нагрузках.

Протяженность магистральных газопроводов в России составляет 176,8 тыс. км, эксплуатируются 254 компрессорные станции.

В эту транспортную систему входит Томская область (рисунок 1) с проходящим по ней магистральным газопроводом «Парабель – Кузбасс», общая протяженность которого составляет 1162 километра.

Для обеспечения эксплуатации магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» (участка 214-343 км) было создано Томское линейное производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ), был проложен магистральный газопровод диаметром 1020 мм. В Томской области четыре КС (Володино, Парабель, Чажемто, Вертикос), которые оборудованы очистными установками и ГПА с электроприводом. Кроме того, компания

обслуживает семь газораспределительных станций и две автомобильные газонаполнительные станций.

Магистральный газопровод обеспечивает бесперебойную транспортировку в Алтайский, Хабаровский, Камчатский и Приморский края, а также в Новосибирскую, Кемеровскую, Сахалинскую, Томскую, Омскую, Иркутскую области, Республику Алтай и ХМАО.

Поставка газа идет из газоконденсатных месторождений «Северо-Васюганское», «Мыльджинское», «Лугинецкое», и шельфового месторождения проектов «Сахалин – 1», «Сахалин – 2» и «Сахалин – 3», а также из газоперекачивающих комплексов Белозёрный и Нижневартовский, расположенных в ХМАО. Через газотранспортную систему поступает потребителям примерно 21 млрд. кубометров газа в год [2].

Рисунок 1 – Схема газопроводов в Томской области

2 Технология транспортировки природного газа по трубопроводу

Основными свойствами газа при транспортировке природного газа по трубопроводу является вязкость, плотность, сжимаемость и формирование газовых гидратов. Плотность газов зависит от температуры и давления. При движении газа по трубопроводу уменьшается давление, при этом плотность газа снижается, а скорость движения увеличивается.

Магистральный газопровод – это технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортирования подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и (или) пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и (или) хранения.

В состав МГ входят:

- газопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения КС, ГИС, ПРГ, узлами пуска и приема ВТУ, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;
- система ЭХЗ;
- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики газопроводов;
- ЛЭП, предназначенные для обслуживания газопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;
- противопожарные средства;

- противоэрозионные и защитные сооружения газопроводов;
- системы сбора и утилизации конденсата;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации газопроводов;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов;
- головные и промежуточные (линейные) КС;
- ГИС и СОГ;
- ГРС;
- СПХГ;
- указатели и предупредительные знаки.

МГ следует прокладывать подземно (подземная прокладка). Прокладка газопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в случаях. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию газопроводов [3].

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяют:

класс I - при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

класс II - при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяют на:

класс II - при номинальном диаметре свыше 500 до 700 включительно;

класс III - то же, свыше 300 до 500 включительно;

класс IV - 300 и менее [4].

Подготовка природного газа к транспортировке

Из скважины газ под собственным давлением поступает на поверхность. Далее газ поступает в газосборный коллектор и уже по нему отправляется в

зону обработки. По газосборной сети газ со скважины стекается на установку комплексной подготовки газа, именно здесь газу придают товарный вид и добавляют метанол для предотвращения газовых гидратов. Далее газ поступает в сепараторы для очистки от воды, песка, конденсат, метанола. Затем очищенный газ поступает на ещё одну ступень очистки, более тонкую, от воды. Газ избавился от большей части воды, но по-прежнему остаётся сырым, влага сохранилась в паровой фазе и перейдёт в жидкое состояние, только если ее хорошенько подморозить, за это отвечает турбодетандер (резко понижает давление сырья, что вызывает падение температуры), после чего чистый газ подготавливают в теплообменниках для дальнейшей транспортировки.

Помимо подготовки самого газа, необходимо подготовить и трубопровод. Широкое применение здесь находят азотные установки, которые применяются для создания инертной среды в трубопроводе.

Транспортировка природного газа

Самым основным способом транспортировки природного газа является трубопроводный транспорт. Магистральный газопровод осуществляет поставку потребителям от месторождения по трубам большого диаметра под высоким давлением.

Газ после осушки и очистки поступает в головные сооружения газопровода, где проходит дополнительную обработку и одоризацию. Далее направляется в магистральный газопровод.

Для проведения ремонтных работах на газопроводе предусматривается установка линейной запорной арматуры, которая устанавливается через каждые 20-25 км. Для предотвращения и защиты от коррозии используются системы электрохимической защиты газопровода.

Транспортировку природного газа по магистральному газопроводу обеспечивает процесс компримирования газа и повышения давления с помощью компрессорных станции, которые расположены на протяжении всего участка магистрального газопровода на расстоянии 100-150 км друг от друга.

Газопровод заканчивается газораспределительной станцией (ГРС), необходимой для безопасной передачи газа от производителей потребителям. Отличие ГРС от городских и промышленных ГРП состоит в том, что они получают газ непосредственно из магистрального газопровода и оборудование рассчитывается на рабочее давление в МГ.

Функции ГРС:

– очистка природного газа от механических примесей;

– снижение давления до заданной величины и автоматическое поддержание на определённом уровне;

– одоризация природного газа;

– поддержание оптимальной температуры газа с целью предупреждения гидратообразования;

– подача газа потребителям и измерение его количества.

Потребление газа в течение года и суток является неравномерным, для его выравнивания используется подземные хранилища.

Значительная удаленность месторождений природного газа от районов его потребления вызывает необходимость строительства магистральных газопроводов (рис.2) [5].

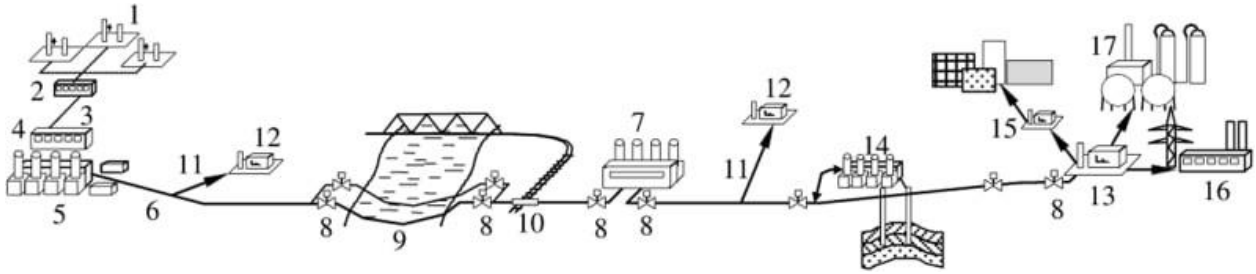

Рисунок 2 – Состав сооружений магистрального газопровода

В состав газотранспортной системы входят: магистральные газопроводы, с ответвлениями и лупингами, запорная арматура, отводы, газопроводы-перемычки, распределительные газопроводы.

В работе рассматривается основная составная часть магистрального газопровода Томской области, а именно линейная часть и компрессорная станция.

3 Методы повышения энергоэффективности на линейной части магистрального газопровода

С целью повышения пропускной способности и надежной работы на линейной части магистрального газопровода применяются следующие методы:

- очистка полости МГ при помощи очистных устройств различного типа;
- ввод ингибиторов;
- применение труб с внутренним покрытием.

3.1 Очистка магистрального газопровода

Очистка внутренней полости трубопровода играет важную роль в его эксплуатации. Ее производительность и качество транспортируемого продукта напрямую зависят от чистоты внутренней полости трубопровода. Кроме того, хорошая очистка является необходимым условием для проведения качественной диагностики в линии.

Реализация качественной очистки выполнена с целью повышения гидравлического КПД и пропускной способности газопровода до проектных значений.

Как правило, существует три основных причины для очистки эксплуатирующего трубопровода. Они заключаются в повышении эффективности потока в трубопроводе, обеспечение надежной работы МГ, удалении случайно попавших при строительстве внутрь газопровода грунта, воды и различных механических примеси, а также поверхностного рыхлого слоя продуктов коррозии и окалины.

Очистка реализуется путем протягивания механического очистного устройства в процессе производства сварочно-монтажных работ и пропуска поршня в процессе продувки или промывки [6].

Эффективность потока трубопровода с точки зрения чистоты основана на сохранении эффективного внутреннего диаметра трубопровода и уменьшении трения, которое поверхность стенки трубы оказывает на продукт, перемещающийся по ней. Путем регулярной очистки трубопровода скребками, очистными поршнями, поршнями-разделителями, очистными скребками-калибрами можно поддерживать внутренний диаметр трубопровода.

3.2 Снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием

Магистральные газопроводы стали неотъемлемой частью системы транспортировки природного газа. Традиционно газопроводы покрывают снаружи для придания внешней поверхности антикоррозионных свойств. Большое значение придается внешним покрытиям, в то время как внутренние покрытия в газовой промышленности не получили широкого применения.

С течением времени в мире наблюдается тенденция к использованию природного газа, а трубопроводы являются лучшим средством транспортировки газа, а применение труб с внутренним покрытием повышает производительность на линейной части МГ и тем самым понижает потребляемую мощность и расход топлива на КС.

Основные достоинства гладкостных покрытий:

- продление срока службы трубопровода;
- предотвращение внутренней коррозии;
- улучшение потока;
- снижение трения при транспортировке газа.

Есть следующие недостатки:

- возможность повредить покрытие очистным скребком;
- высокая цена;
- нет стойкости к повышенным температурам (температуре сварке).

Природный газ, движущийся по трубопроводу, испытывает различные

сопротивления трения. Транспортировка природного газа по трубопроводам с высокой скоростью потока характеризуется турбулентным режимом течения. Гладкостные покрытия уменьшают трение между жидкостью и стенкой трубы с последующим уменьшением перепада давления в трубопроводе и увеличением пропускной способности. Кроме того, газопроводы подвержены высокому риску внутренней коррозии, что является основным фактором, способствующим авариям и утечкам в трубопроводах. Внутреннее покрытие может оказаться эффективным средством устранения внутренней коррозии трубопроводов [7].

В статье [8] рассматривается замена 1 км участка газопровода с применением труб с внутренним покрытием, что снижает потребляемую мощность КС на 30,5-70,6 кВт. При применении труб с внутренним покрытием вдоль всего участка газопровода между КС (110 км) потребляемая мощность эксплуатируемой станции снижается на 22-23%. Локальный энергосберегающий эффект зависит от места применения внутреннего покрытия: с увеличением протяженности реконструируемой части МГ снижается потребляемая мощность КС. А также было установлено, что для газопроводов достаточно нанести покрытие толщиной 40 - 75 мкм.

3.3 Применение ингибиторов гидратообразования

Наличие влаги в природном газе при высоком давлении и низкой температуре способствует образованию газовых гидратов, что уменьшает энергоэффективность, так как происходит образование гидратных пробок, которые уменьшают скорость потока, создавая сопротивление в газопроводе. Таким образом, гидратообразование может привести к аварии на газопроводе.

Предотвращение гидратообразованиия, может достигаться путем ввода ингибиторов.

Ингибиторы имеют следующие достоинства.

- повысить надёжность;
- повысить пропускную способность;

- имеет малую растворимость в газовой фазе.

Недостатком применения метода ингибирования является высокая цена, сложность точной дозировки ингибиторов.

Ингибиторы гидратов могут быть введены в трубопровод в определенных и регулируемых концентрациях для уменьшения гидратообразования. Данный эффект достигается путем химической реакции с агрессивными средами в трубопроводе и эффективной нейтрализации гидратов.

Используя современные технологии, химические вещества можно впрыскивать и контролировать, часто с помощью дистанционного оборудования, которое предлагает базовую интеллектуальную автоматизацию в нефтегазовой отрасли.

Точное дозирование химических веществ имеет решающее значение для успешного ингибирования гидратообразования. Недостаточное дозирование может ограничить эффективность предотвращения гидратообразования, в то время как чрезмерное дозирование может привести к избыточным затратам [9].

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол. Иногда используют жидкие углеводороды, пропиловый и этиловый спирт, гликоль, растворы ДЭГ, аммиак, пластовую воду, например, метанола с растворами хлористого кальция и т. д.

4 Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции

Для повышения энергоэффективности на компрессорных станциях применяют различные методы снижения энергозатрат, в данной работе рассматривались следующие методы:

- применение агрегатов нового поколения;
- повышение энергетической эффективности АВО газа;
- повышение энергетической эффективности ГПА.

4.1 Общие сведения о компрессорных станциях магистральных газопроводов

Компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов классифицируют по нескольким показателям:

1) по назначению:

- головные, которые размещаются сразу у месторождения; особенностью их является высокая степень сжатия газа (отношения полного давления на выходе из станции к полному давлению на входе);
- линейные, необходимые для преодоления потерь давления по трассе газопровода и поддержания давления на нужном уровне (степень сжатия составляет около 1,34); они располагаются через каждые 100–150 км;
- дожимные, устанавливаемые на подземных хранилищах, служащие для отбора или подачи газа в магистральный газопровод; степень сжатия составляет 2–4;

2) по типу установленных компрессоров:

- поршневые (в настоящее время практически не используются);
- центробежные;

3) по типу привода газоперекачивающего агрегата:

- с газотурбинным приводом (включает в себя нагнетатель, газотурбинную установку и вспомогательное оборудование), применяется в 88% агрегатов;
- с электрическим приводом (нагнетатель, электродвигатель и вспомогательное оборудование), применяется в 12% агрегатов.

В Томской области используются газоперекачивающие агрегаты с электрическим приводом.

В современных головных и линейных компрессорных станциях устанавливаются центробежные компрессоры, которые могут быть полнонапорными (применяется один агрегат) и неполнонапорными (подача обеспечивается несколькими последовательно и последовательно-параллельно соединёнными нагнетателями). На рис. 3 приведена принципиальная технологическая схема компрессорной станции с параллельной обвязкой полнонапорных газоперекачивающих агрегатов [10].

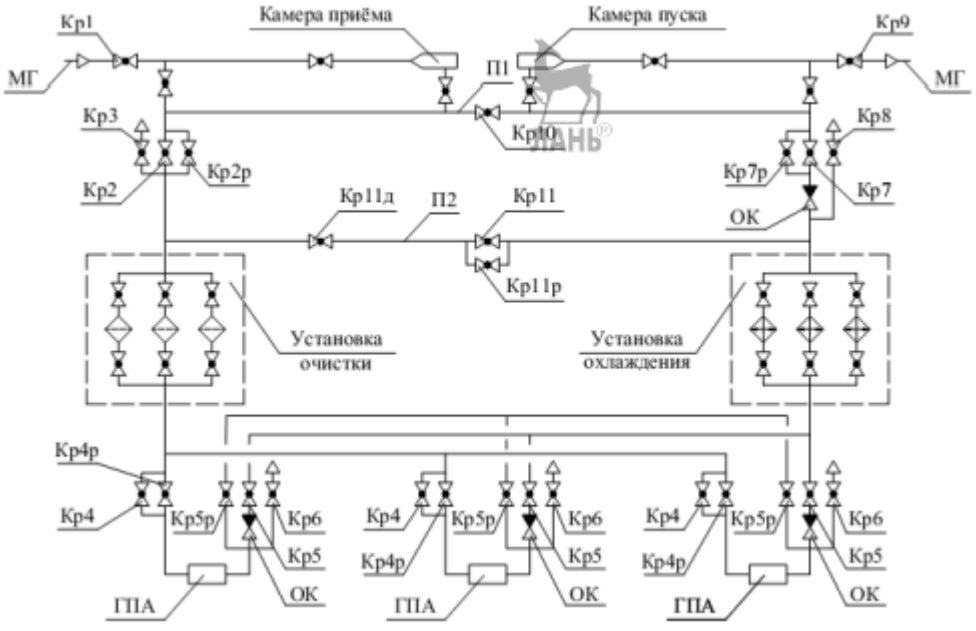

Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема компрессорной станции с параллельно соединёнными полнонапорными центробежными нагнетателями

В состав основного оборудования КС для Томской области входят:

- узел подключения КС;
- установка очистки;
- газоперекачивающие агрегаты;
- технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции;
- запорная арматура.

4.2 Применение агрегатов нового поколения

Эффективность работы компрессорной станции напрямую зависит от режима работы и состояния оборудования.

Замена газоперекачивающего агрегата на агрегат нового поколения снизит потребление газа на 25-30%, а также позволит повысить надежность, увеличит срок службы ГПА, создавать большие давления, обладает широким диапазоном регулирования, улучшает экологические показатели за счет снижения выбросов азота.

В настоящие время в работе на компрессорных станциях находятся газоперекачивающие агрегаты производства Невского завода стационарного типа ГТ-700-4, ГТ-700-5, ГТ-700-6, ГТК-10 и производства Уральского турбомоторного завода ГТ-750-6 с номинальным КПД до 30%.

При этом значительная доля газотурбинного парка морально и физически устарела: около 11% мощностей имеют наработку более 100 тыс. часов, 49% - в пределах 50-100 тыс. часов, что является причиной работы ГТУ с фактическим КПД 20-22%.

В Томской области на КС при реконструкции были установлены агрегаты нового поколения ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р от компании РЭП Холдинг.

Технологическое состояние газоперекачивающего агрегата определяет энергетическую эффективность компрессорной станции, одним из факторов хорошей эксплуатационной работы ГПА является качественное и надежное оборудование завода-изготовителя.

Коэффициент технического состояния по мощности агрегата, приводимого газовой турбиной, в основном составляет 0,85–0,90 и даже ниже, а

КПД эксплуатируемых ГПА на уровне значительно ниже проектных, что существенно сказывается на снижении энергоэффективности станции.

А также работа КС зависит от аппарата воздушного охлаждения газа. В аппаратах АВГ-85МГ по сравнению с применяемыми аппаратами 2АВГ-75МГ, «Хадсон», «Крезо-Луар» оптимизирован воздушный тракт, что позволило повысить КПД вентиляторной установки с 0,6 до 0,8, при проектировании был установлен разреженный трубный пучок с поперечным шагом s_1 = 69 мм вместо шага s_1 = 64мм, что позволило повысить теплообмен с окружающей средой, благодаря установке шести вентиляторных блоков вместо двух снизился вес электродвигателя, что позволило отказаться от установки фундамента [11].

4.3 Повышение энергетической эффективности АВО газа

Охлаждение технологического газа на КС обеспечивает надежность и эффективность транспортировки природного газа: ее работа повышает ресурс линейной части газопровода, способствует увеличению его пропускной способности, а также позволяет снизить энергоемкость магистрального транспорта природного газа [12].

Удаление влаги из газа является важным шагом в кондиционировании газа. Для этого применяются подходящие аппараты воздушного охлаждения для снижения температуры газа ниже точки росы с целью конденсации влаги, данный процесс осуществляется на компрессорных станциях.

4.3.1 Охлаждение на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов.

Эта технология используется для обеспечения высокой точности поддержания желаемой температуры газа на основе регулирования охлаждаемого газа на входе из АВО в автоматическом режиме по обратной связи от термодатчика в выходном коллекторе АВО. Скорость вращения

вентиляторов регулируется преобразователями частоты за счет изменения частоты тока и напряжения, подаваемых на электродвигатели.

Оптимизация режима работы АВО, работающего в резко континентальном климате, может быть достигнута с помощью частотного регулирования мощности вентилятора на основе преобразователя частоты (ПЧ).

Современный ПЧ оснащен системой управления на основе промышленного микропроцессорного контроллера, способного реализовывать алгоритмы управления, которые не ограничиваются сложностью. Производительность вентилятора пропорциональна частоте его вращения. Затраты электроэнергии на поддержание заданной температуры газа за счет частотного регулирования производительности вентилятора оказываются меньше, чем при дискретном управлении.

Интеллектуальное управление позволит регулировать привод, поддерживая максимальную мощность путем изменения частоты и напряжения питания электродвигателя, не допуская при этом перегрузки электродвигателя по току.

Применение газового охлаждения устраняет необходимость в сезонных изменениях углов атаки лопастей вентилятора: лопасти настраиваются на угол, при котором электродвигатель нагружается номинальным током. Настройки производятся один раз в летний период, когда плотность воздуха минимальна. При изменении (понижении) температуры воздуха его плотность увеличивается, а номинальный ток электродвигателя поддерживается путем регулирования частоты питающего напряжения [13].

4.3.2 Охлаждение на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов.

Эта технология применяется в целях минимизации затрат электроэнергии на электродвигателях секций АВО.

Технология работает за счет того, что угол атаки лопастей в зимний период времени меньше, что экономит энергоресурсы, а в летний период

времени угол атаки лопастей увеличивается, что повышают нагрузку на электродвигатель.

Согласование потребляемой вентилятором и располагаемой электродвигателем мощности достигается перестройкой дважды в год (весной и осенью) углов атаки лопастей вентиляторов. Эта технологическая операция трудоемка и травмоопасна, требует выполнения серьезных организационных и технических мероприятий для обеспечения безопасного выполнения работ.

Однако сезонное регулирование углов атаки лопастей вентиляторов лишь частично компенсирует дополнительные затраты (потери) электроэнергии: система «электродвигатель – вентилятор» оказывается настроенной на некий оптимум для некоторого усредненного значения температуры, при которой производится эта регулировка. Отклонение температуры наружного воздуха от этого технически фиксированного значения обусловливает работу электродвигателей и вентиляторов с ухудшенными энергетическими показателями.

4.4 Повышения энергоэффективности работы ГПА

Газоперекачивающие агрегаты, включаемые в систему сжатия строящихся и реконструируемых компрессорных станций, должны обеспечивать запланированную подачу и степень повышения давления природного газа по КС. В то же время выбор количества и типов установок должен минимизировать потребление энергии для сжатия технологического газа по всему запланированному диапазону подачи и степень повышения давления природного газа по КС.

Основными методами повышения энергоэффективности работы КС, используемыми при реконструкции и новом строительстве, являются подбор ГПА, регенеративное использование теплоты отходящих газов, применение модульной компоновки ГПА [8].

4.4.1 Подбор оптимального размера и количества ГПА

Данный метод заключается в выборе агрегатов, которые снизят потребления газа, а также позволят повысить надежность и срок службы.

В настоящий момент ГПА имеют КПД ниже паспортного значения, что вызывает перерасход потребляемого газа на перекачку. Состояние компрессорных станций не позволяет сжимать запланированные объемы транспортируемого газа.

Снижение технического состояния ГПА связано с износом и внезапными отказами оборудования, а также недостаточной нагрузкой, что обуславливает необходимость оптимизации режимов работы компрессорной станции.

Замена ГПА является одним из эффективных способов улучшения работы КС, который позволит поднять производительность магистрального газопровода и снизить затраты на электроэнергию.

Для начала нужно выбрать оптимальный размер и количество газоперекачивающих агрегатов. Первый этап предусматривает применение расчетно-оценочного метода для определения потребляемой мощности компрессорного цеха.

При выборе размера газоперекачивающего агрегата необходимо ориентироваться на среднегодовую мощность компрессорного цеха в режиме проектной производительности. Но также необходимо учесть, что на практике мощностной ряд газотурбинных установок составляет 2,5 – 4 – 6,3(8) – 10(12,5) – 16 – 25 МВт.

Сравнительному анализу должны быть подвергнуты варианты с разными единичными мощностями ГПА.

На следующем этапе расчеты проводятся по конкретным характеристикам ЦБН и ГТУ: определяются величины КПД ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах; проверяются условия соответствия потребляемой и располагаемой мощностей ГТУ с целью обеспечения их соотношения в пределах от 0,9 до 0,95 для среднегодового режима; определяются частоты

вращения ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах и проверяются положения режимных точек в зонах допустимой длительной эксплуатации [8].

4.4.2 Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ

Снижение энергозатрат на транспорт газа по газопроводу в значительной степени связано с эффективностью работы самих газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и, в первую очередь, газотурбинных установок (ГТУ) как основного вида энергопривода центробежных нагнетателей на компрессорных станциях.

Повышение экономичности газотурбинных установок, как одного из основных видов энергопривода КС, может быть осуществлено различными способами и, в частности, за счет теплотехнического совершенства схемы ГТУ посредством введения в нее регенерации тепла отходящих газов.

Метод заключается в снижении расхода топлива за счёт сокращения потерь теплоты с уходящими газами. Основные потери в газотурбинной установке - это потери теплоты с уходящими газами, которые составляют 60…70 %, а иногда и более процентов от подводимой с топливом энергии. В простой ГТУ газы, покидающие турбину, имеют высокую температуру 400...450°С. Поэтому энергоэффективность ГТУ существенно повысится, если применить регенерацию теплоты, т.е. использовать часть уходящей теплоты для подготовки сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания. Воздух после компрессора 1 пропускался через регенератор 2, который представляет собой теплообменный аппарат поверхностного типа. Туда же в регенератор 2 после газовой турбины 4 направляются отработавшие газы, которые отдают часть своего тепла воздуху и затем удаляются в атмосферу. Схема ГТУ показана на рис. 4 В регенераторе температура воздуха повышается на 180…250°С, так что необходимое количество топлива, расходуемое на подогрев воздуха в камере, при этом уменьшается, энергоэффективность ГТУ возрастает, но сравнению с энергоэффективностью простой ГТУ без регенерации [8].

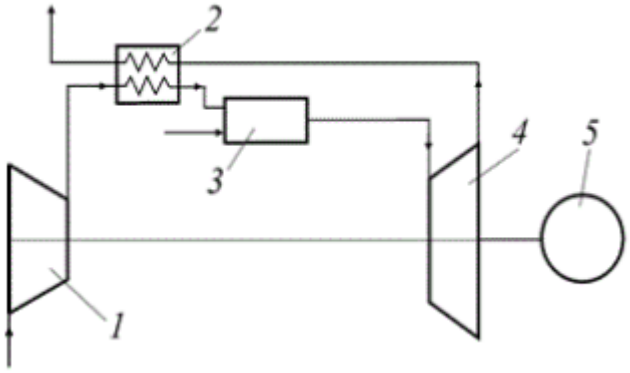

Рисунок 4 – Схема ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов

Таким образом, решение задачи по экономии топливного газа на КС за счет регенерации теплоты отходящих газов на ГПА может быть осуществлено за счет перевода части эксплуатируемых ГТУ без регенеративного типа для работы по регенеративному циклу.

4.4.3 Применение модульной компоновки ГПА

Понятие «модульная КС» и «модульный ГПА» обозначают агрегатный принцип формирования оборудования и систем, т.е. ГПА включает в себя аппараты воздушного охлаждения газа (АВО), пылеуловитель и вспомогательные системы. В наше время имеется необходимость для дальнейшего развития проектных решений, которые можно сформулировать в виде концепции «модульной» КС.

В основном на компрессорных станциях в России проектируется классическая схема технологической обвязки оборудования и трубопроводов (рис. 5).

К особенностям классической обвязки можно отнести разбивку основного технологического оборудования на три основные функциональные группы:

- пылеуловителей;
- газоперекачивающих агрегатов;
- аппаратов воздушного охлаждения газа.

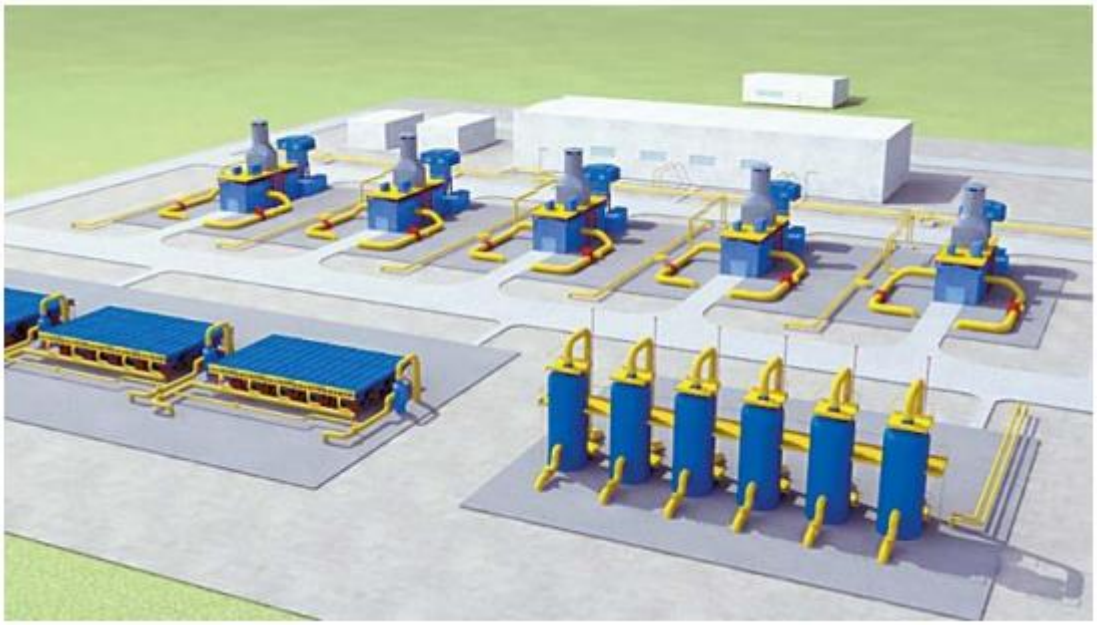

Рисунок 5 — Классическая схема обвязки основного технологического оборудования

В классической схеме обвязки каждое оборудование соединено между собой через коллекторную трубопроводную обвязку.

Недостатками классической обвязки компрессорной станции, помимо большой металлоемкости трубопроводных обвязок, являются высокие потери.

Основной акцент при проведении реконструкции компрессорных станций с применением технологических модулей сделан на следующем: снижении гидравлических потерь в технологическом оборудовании и трубопроводах; повышении технико-экономических показателей КС, в том числе увеличении надежности оборудования и трубопроводов КС; уменьшении сроков и стоимости строительства, снижении эксплуатационных затрат.

Особенностями компоновки КС с применением блочно-модульной установки (рис. 6) являются:

- размещение линии рециркуляции газа непосредственно в технологическом модуле, что позволяет исключить общецеховую линию рециркуляции газа и значительно сократить общую длину станционных трубопроводов;

- индивидуальная поагрегатная обвязка АВО газа, что ведет к снижению турбулентной, вибрационной составляющей и позволяет повысить надежность технологических трубопроводов.

Рисунок 6 — Блочно-модульная схема обвязки основного технологического оборудования КС

Переход на блочно-модульную компоновку КС позволит снизить суммарные потери давления газа в фильтр-сепараторах и в АВО газа от 0,17 до 0,05 МПа, что приведет к снижению необходимой степени повышения давления в нагнетателе газа, потребляемой мощности нагнетателя и позволит за счет этого получить экономию до 8–9 % топливного газа на каждом ГПА [8].

5 Актуальные направления энергоэффективности при транспорте природного газа в Томской области

В данной главе ВКР рассмотрены вопросы актуальных направлений повышения энергоэффективности магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».

В Томской области проложен участок действующего магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс», построенный в 1977 г., который имеет 4 компрессорных станций на территории Томкой области [16].

Для повышения энергоэффективности была произведена реконструкция компрессорных станций и линейных участков МГ. Необходимость ремонта продиктована временем, так как за эти годы появились новые технологии, облегчающие безопасную эксплуатацию и повышающие надежность и энергоэффективность газотранспортной системы.

На линейных участках МГ, была произведена замена около 1000 км трубопровода на новые трубы российского производства, не менее прочные, чем зарубежные, зато более дешёвые. Это позволило значительно сэкономить затраты на покупку у зарубежных производителей. Гладкостные трубы способствуют снижению гидравлического сопротивления, тем самым повышают энергоэффективность и надежность всей газотранспортной системы.

Кроме того, трубопровод был оборудован средствами автоматики, что позволяет через километры управлять и регулировать работу магистрального газопровода.

При реконструкции на КС была произведена замена ЭГПА, и проведен ремонт старых агрегатов, который позволит повысить энергоэффективность путем регулирования работы газоперекачивающего агрегата, так как объем перекачиваемого в зимний период времени увеличивается, а в летний уменьшается, а также в течение года при разных сезонах на входе меняется

температура и давление, поэтому важно регулировать режим работы ЭГПА.

Преимущество электроприводного газоперекачивающего агрегата:

- отсутствие выбросов в окружающую среду, так как агрегат имеет магнитные подшипники и безмасленные газодинамические уплотнения;
- высокий КПД;
- ремонт и обслуживание проводится реже, чем у ГПА с газотурбинным (приводом);
- автоматическая система управления;
- широкий диапазон регулирование скорости;
- большой срок службы.

Недостатками ЭГПА является сложность оборудования, что в свою очередь требует соответствующего уровень персонала, и высокая цена САУ.

А также для повышения энергоэффективности производится ввод ингибиторов, что позволяет предотвратить гидратообразование в трубопроводе, тем самым повысить пропускную способность. Кроме того, регулярная очистка внутренней полости газопровода увеличивает пропускную способность что также повышает эффективность всей системы.

5.1 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование выбора газоперекачивающего агрегата с электроприводом

Оптимизация режимов работы компрессорной станции позволяет повысить энергоэффективность транспортировки природного газа.

Компрессорная станция – один из важнейших участков МГ, который повышает количество перекачиваемого газа. Режим работы КС зависит от ГПА, повышающего давление в газопроводе и производительность. Для каждой КС индивидуально подбираются ГПА, рассматривается техническая характеристика агрегата, расход топлива, производительность и т.д.

Для расчета режимов работ компрессорной станции характерны исходные данные, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Параметры	Значение
Коммерческая производительность $Q_{км}$, млн.м^3/сут	10
Рабочее давление компрессорной станции P_1, МПа	5
Давление на входе в компрессорную станцию P_2, МПа	3,9
Температура газа компрессорной станции на выходе t_1, ºС	30
Температура газа на входе в компрессорную станцию t_2, ºС	7
Диаметр газопровода на входе и выходе D, мм	1020
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	$1{,}291 \cdot 10^{-2}$
Средний коэффициент сжимаемости $Z_{ср}$	0,890
Средняя температура $T_{ср}$, К	291,76
Длина трубопровода l, км	111

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

$$P_{вс} = P_2 - \delta P_{вх}, \quad (1)$$

где P_2 – давление газа на входе нагнетателей и КС, МПа;

$\delta P_{вх}$ – потери давления во входных технологических коммуникациях компрессорной станции, принимаем 0,08 МПа согласно справочным данным, представленным в таблице 2.

Таблица 2 – Основные потери давления газа на компрессорной станции

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

Потери давления в газопроводе и на компрессорных станциях необходимо рассчитывать по техническим характеристикам оборудования и геометрическим характеристикам трубопровода [19].

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

На компрессорных станциях в Томской области установлен агрегат нового поколения ГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, который имеет нагнетатель типа НЦ-4,0/56-1,26, технические характеристики представлены в таблицах 3, 4[19].

Таблица 3 – Техническая характеристика газоперекачивающего агрегата с электроприводом

Наименование параметра	Значение
Тип агрегата	4,0/8200-56/1,26-Р
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	10000
Частота вращения, об/мин	8200
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,2
Тип центробежного нагнетателя	НЦ-4,0/56-1,26
Степень сжатия	1,26
Абсолютное давления на нагнетателе, МПа	4,36
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	8200
Температура приведенная $(T_{вс})_{пр}$, К	287,15
Давление приведенное $(P_{вс})_{пр}$, МПа	3,06
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	$1{,}291 \cdot 10^{-2}$

Таблица 4 – Параметры центробежного нагнетателя

Наименование параметра	Значение
Тип нагнетателя	НЦ-4,0/56- 1,26
Приведенный коэффициент сжимаемости газа $z_{пр}$	0,91
Приведенная газовая постоянная $R_{пр}$, Дж/(кг·К)	490,5
Приведенная температура газа $T_{пр}$, К	287,15

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Значение
Минимальное значение приведенного расхода при $\eta_{пол} \geq 0{,}8$ $Q_{\text{пр}\,min}$, м^3/мин	141,60
Максимальное значение приведенного расхода при $\eta_{пол} \geq 0{,}8$ $Q_{\text{пр}\,max}$, м^3/мин	290
Частота вращения силового вала $n_{\text{н}}$, мин$^{-1}$	8200
Максимальный политропный КПД нагнетателя $\mu_{\text{полma}}$, дол. ед.	0,8

Один из важнейших показателей ГПА — это объемная производительность на входе в нагнетатель:

$$\text{Q} = \frac{0.24\text{Q}_\text{н}\text{z}_\text{вс}\text{T}_\text{вс}}{\text{P}_\text{вс}}, \quad (2)$$

где $\text{Q}_\text{н}$ – производительность центробежного нагнетателя, м^3/сут (при 293,15 К и 0,1013 МПа);

$\text{z}_\text{вс}$ – коэффициент сжимаемости газа при условии входа в нагнетатель;

$\text{P}_\text{вс}$ – абсолютное давление, МПа;

$\text{T}_\text{вс}$ – температура газа на входе в нагнетатель, К.

Температуру газа $\text{T}_\text{вс}$ на входе в компрессорную станцию следует принимать равной температуре газа T_2 в конце предшествующего линейного участка по диспетчерским данным принимаем, 286,15.

$$\text{Q}_\text{н} = \frac{Q_\text{кКС}}{m}, \quad (3)$$

где m – количество параллельно работающих групп из последовательно включенных нагнетателей, принимаем 1;

$Q_\text{кКС}$ – коммерческая подача КС, оборудованной однотипными агрегатами, млн.м^3/сут.

$$\text{Q}_\text{н} = \frac{10}{1} = 10 \text{ млн}\frac{\text{м}^3}{\text{сут}},$$

$$z_{\text{вс}} = 1 - \frac{0.0241 P_{\text{пр}^2}}{\tau}, \quad (4)$$

$$\tau_2 = 1 - 1{,}68 T_{\text{пр}^2} + 0.78 T_{\text{пр}^2}^2 + 0.0107 T_{\text{пр}^2}^3, \quad (5)$$

$$P_{\text{пр}^2} = \frac{P_2}{P_{\text{пк}}}, \quad (6)$$

$$T_{\text{пр}^2} = \frac{T_2}{\text{Т}_{\text{пк}}}, \quad (7)$$

$$P_{\text{пк}} = 0{,}1773(26{,}831 - \rho_{\text{ст}}), \quad (8)$$

$$T_{\text{пк}} = 155{,}24(0{,}564 + \rho_{\text{ст}}), \quad (9)$$

$$\rho_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^{n} \rho_{\text{ст}i} N_{i\text{мол}} = \rho_{\text{ст}i1} N_{1\text{мол}} + \rho_{\text{ст}2} N_{2\text{мол}} + \cdots + \rho_{\text{ст}n} N_{n\text{мол}}, \quad (10)$$

где $\text{Р}_{\text{пр}}$, $\text{Т}_{\text{пр}}$ – давление и температура приведённые;

$\text{Р}_{\text{пк}}$ – давление псевдокритическое, МПа;

$\text{Т}_{\text{пк}}$ – температура псевдокритическая, К;

$\rho_{\text{ст}}$ – плотности газовой смеси;

$\rho_{\text{ст}i}$ – плотность при стандартных условиях i – го компонента газовой смеси, определим по таблице 5;

$N_{1\text{мол}}$ – молярная доля i – го компонента смеси (i = 1,2...n), определим по таблице 5.

$$\rho_{\text{ст}} = 0{,}8566 \cdot 0{,}7168 + 0{,}0631 \cdot 1{,}344 + 0{,}0312 \cdot 1{,}967 + 0{,}0021 \cdot 2{,}598 +$$

$$+ 0{,}0009 \cdot 3{,}221 + 0{,}0112 \cdot 1{,}9768 + 0{,}0349 \cdot 1{,}2505 = 0{,}8343 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$P_{\text{пк}} = 0{,}1773(26{,}831 - 0{,}8343) = 4{,}609 \text{ МПа},$$

$$T_{\text{пк}} = 155{,}24(0{,}564 + 0{,}8343) = 217{,}07 \text{ К},$$

$$\text{Р}_{\text{пр}^2} = \frac{3.9}{4.609} = 0{,}846 \text{ МПа},$$

$$T_{пр^2} = \frac{280,15}{217,07} = 1,291\ К,$$

$$\tau_2 = 1 - 1,68 \cdot 1,291 + 0,78 \cdot 1,291^2 + 0,0107 \cdot 1,291^3 = 0,154,$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,846}{0,154} = 0,868,$$

$$Q = \frac{0,24 \cdot\ 10 \cdot 0,868 \cdot 286,15}{3.9} = 152,85 \frac{м^3}{мин}.$$

Таблица 5 – Характеристика природного газа

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

Определим мощность N кВт, потребляемую нагнетателем:

$$N = \frac{N_i}{0.95\mu_м}, \quad (11)$$

где $\mu_м$ – коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора (если имеется) механический, для электроприводных газоперекачивающих агергатов должен принимаем равным 0,96; 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техйническое состояние нагнетателя.

N_i – внутреннея мощьность нагнетателя, кВт.

Так как в характеристике нагнетателя не приведена внутренняя мощность, то допускается приближенное расчетное определение внутренней мощности нагнетателя, кВт, рассчитываемое по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 z_{вс} T_{вс}\ Q_к}{\mu_{пол}} (\varepsilon^{0.3} - 1) = \frac{55,6 P_{вс} Q}{\mu_{пол}} (\varepsilon^{0.3} - 1), \quad (12)$$

где ε – степень повышения давления (в нагнетателе);

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

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}}, \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{5}{3{,}82} = 1{,}3089,$$

$$N_i = \frac{55{,}6 \cdot 3{,}82 \cdot 152{,}85}{0{,}8}(1{,}3089^{0.3} - 1) = 3413{,}05 \text{ кВт},$$

$$N = \frac{3413{,}05}{0.95 \cdot 0{,}96} = 3742{,}38 \text{ кВт}.$$

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

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс}}{z_{вс} R T_{вс}}, \quad (14)$$

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

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

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

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

$$R = \frac{0.287}{\Delta}, \quad (15)$$

где Δ - относительная плотность газа.

$$\Delta = \frac{\rho_{ст}}{1{,}205}, \quad (16)$$

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

$$R = \frac{287}{0.692} = 414.74 \frac{\text{Дж}}{\text{кгК}},$$

$$\rho_{вс} = \frac{3{,}82 \cdot 10^6}{0{,}868 \cdot 414{,}74 \cdot 286{,}15} = 37{,}083 \frac{кг}{м^3}.$$

Определение параметров центробежных нагнетателей выполним по их приведенным характеристикам, что позволит учитывать отклонение параметров газа на входе нагнетателя, а именно $z_{вс}$, R, $T_{вс}$ от их приведенных значений $z_{пр}$, $R_{пр}$ и $(T_{вс})_{пр}$.

Приведенная объемная производительность, м^3/мин.

$$Q_{пр} = Q\frac{n_н}{n}, \quad (17)$$

где n – фактическая частота вращения ротора нагнетателя, принимаем 8000 об/мин;

$n_н$ – номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин.

$$Q_{пр} = 152{,}85\frac{8200}{8000} = 156{,}67 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

$$(\frac{n}{n_н})_{пр} = \frac{n}{n_н}\sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр}R_{пр}}{z_{вс}T_{вс}R}}, \quad (18)$$

где $z_{пр}$ – коэффициент сжимаемости , принимаем по табл. 4.

$R_{пр}$ – газовая постоянная компримируемого газа , принимаем по табл. 3.1.

$(T_{вс})_{пр}$ – температура, принимаем по табл. 4.

$$(\frac{n}{n_н})_{пр} = \frac{8000}{8200}\sqrt{\frac{0{,}91 \cdot 287{,}15 \cdot 490{,}5}{0{,}868 \cdot 286{,}15 \cdot 414{,}74}} = 1{,}088.$$

Рабочие парметры центробежных нагнетателей невозможно расчитать без использования таких приведенных характеристик, как [18]:

- характеристика центробежного нагнетателя в форме зависимостей степени повышения давления

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}}. \quad (19)$$

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

$$(\frac{N_i}{\rho_{вс}})_{пр} = \frac{N_i}{\rho_{вс}}(\frac{n_н}{n})^3, \quad (20)$$

$$(\frac{N_i}{\rho_{вс}})_{пр} = \frac{3413{,}05}{37{,}083}(\frac{8200}{8000})^3 = 99{,}115\,\frac{кВт}{кг \cdot м^3}.$$

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

$$(N_i)_{пр} = \frac{N_i(P_{вс})_{пр}}{P_{вс}}\sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр}R_{пр}}{z_{вс}T_{вс}R}}, \quad (21)$$

$$(N_i)_{пр} = \frac{3413{,}05 \cdot 3{,}06}{3{,}82}\sqrt{\frac{0{,}91 \cdot 287{,}15 \cdot 490{,}5}{0{,}868 \cdot 286{,}15 \cdot 414{,}74}} = 3049{,}65\ кВт.$$

- от приведенной производительности

$$(Q_к)_{пр} = Q_к\sqrt{\frac{z_{вс}T_{вс}R_{пр}}{z_{пр}(T_{вс})_{пр}R}}, \quad (22)$$

$$(Q_к)_{пр} = 10 \cdot \sqrt{\frac{0{,}868 \cdot 286{,}15 \cdot 490{,}5}{0{,}91 \cdot 287{,}15 \cdot 414{,}74}} = 10{,}6\ млн\,\frac{м^3}{сут}.$$

Давление на входе в нагнетатель отличается от номинального значения, поэтому необходимо вычислить параметры работы нагнетателя с помощью линий постоянной приведенной производительности:

$$(Q)_{пр} = Q\sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр}R_{пр}}{z_{вс}T_{вс}R}}, \quad (23)$$

$$(Q)_{пр} = 152{,}85\sqrt{\frac{0{,}91 \cdot 287{,}15 \cdot 490{,}5}{0{,}868 \cdot 286{,}15 \cdot 414{,}74}} = 170{,}497\,\frac{м^3}{мин}.$$

Зависимость повышения температуры газа в нагнетателе Δtн(ΔТн) от его объемной приведенной производительности для различных значений приведенных относительных оборотов [19].

$$(\frac{n}{n_{\text{н}}})_{\text{пр}} = \frac{n}{n_{\text{н}}}\sqrt{\frac{z_{\text{пр}}R_{\text{пр}}}{z_{\text{вс}}R}}, \quad (24)$$

$$(\frac{n}{n_{\text{н}}})_{\text{пр}} = \frac{8000}{8200}\sqrt{\frac{0{,}91 \cdot 490{,}5}{0{,}868 \cdot 414{,}74}} = 1{,}086.$$

Температуру газа на выходе нагнетателя $T_{\text{наг}}$, К, определим по формуле:

$$T_{\text{наг}} = T_{\text{вх}}\varepsilon^{\frac{\text{к}-1}{\text{к}\cdot\mu_{\text{пол}}}}, \quad (25)$$

где k – среднее значение показателя адиабаты природного газа, k = 1,31.

$$T_{\text{наг}} = 280{,}15 \cdot 1{,}26^{\frac{1{,}31-1}{1{,}31\cdot 0{,}8}} = 299{,}97 \text{ К}.$$

Определим конечное давление $p_{\text{к}}$ по формуле:

$$p_{\text{к}} = \sqrt{p_{\text{Н}}^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{\text{СР}} \cdot T_{\text{СР}} \cdot l}{105.087^2 \cdot D_{\text{ВН}}^5}}, \quad (26)$$

$$p_{\text{к}} = \sqrt{5^2 - \frac{10^2 \cdot 0{,}692 \cdot 1{,}291 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}890 \cdot 291{,}76 \cdot 111}{105.087^2 \cdot 1{,}020^5}} = 4{,}78 \text{ МПа}.$$

Определим среднее давление по формуле:

$$p_{\text{СР}} = \frac{2}{3}\left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K}\right), \quad (27)$$

$$p_{\text{СР}} = \frac{2}{3}\left(5 + \frac{4{,}78^2}{5 + 4{,}78}\right) = 4{,}89 \text{ МПа}.$$

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

По результатам расчетов определены расчетные параметры, которые представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные параметры

Наименование параметра	Значение
Давление газа, на входе компрессорного цеха, МПа	3,82
Объемная производительность на входе в нагнетатель, $м^3$/мин	152,85
Мощность потребляемая нагнетателем, кВт	3742,38
Плотность газа при условиях входа в нагнетатель, кг/$м^3$	37,083
Приведенная объемная производительность, $м^3$/мин.	156,67
Степень повышения давления (в нагнетателе)	1,3089
Приведенная внутренняя мощности, кВт	3049,65
Приведенная производительность, млн $м^3$/сут.	10,6
Постоянная приведенная производительность, $м^3$/мин	170,497
Температуру газа на выходе нагнетателя, К	299,97
Конечное давление, МПа	4,78
Среднее давление, МПа	4,89

В ходе расчетов было установлено, что ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р подходит для компрессорной станции, исходя из значений его мощности и производительности. Давление газа на входе КЦ, определенное по результатам расчетов, равняется 3,82 МПа, а конечное – 4,78 МПа, что устанавливает работу ЭГПА эффективной.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что применяемые для реконструкции компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают заданные режимы работы компрессорной станции.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время проблема повышения энергетической эффективности при транспорте природного газа является наиболее актуальной в связи с колоссальными объемами энергии, затрачивающие на компрессорной станции, а именно на газоперекачивающий агрегат.

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

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

Для реконструкции компрессорной станции принято решение применить электроприводные газоперекачивающие агрегаты мощностью 4 МВт. Мы предполагаем, что в реконструкцию объекта подобного типа необходимы: капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

6.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом разработки является компрессорная станция. Потенциальными потребителями компрессорной станции выступают промышленные предприятия (подземного хранения газа), газораспределительные станции магистральных и линейных трубопроводов (транспортировка газа). Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика. Карта сегментирования приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Карта сегментирования

		Сфера использования
		Промышленные предприятия газ
Размер предприятия	Крупные	+
	Средние	+
	Мелкие	-

В приведенной карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят крупные и средние предприятия газовой отрасли.

6.2 Анализ конкурентных технических решений

На российском рынке основные поставщики: Бф ОАО «Пермский моторный завод», Бк1 ОАО «Моторостроитель», Бк2 ОАО «Уфимское Моторостроительное Производственное объединение».

Все конкуренты обладают примерно одинаковым уровнем качества, основные различия – в возможностях производства, технических параметрах производимой продукции (в первую очередь КПД приводов), объемах производства и опыте сотрудничества с заказчиком [20].

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
Долговечность	0,1	5	1	5	1	0,2	1
Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8

Продолжение таблицы 8

Качество	0,2	5	2	4	1,25	0,5	1
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,1	5	5	3	0,5	0,5	0,3
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Доступность	0,05	5	3	4	1	0,6	0,8
Итого	**1**	**48**	**35**	**41**	**6,45**	**4,15**	**5,55**

По результатам расчетов таблицы 2 заключим, что предприятия по производству компрессорных станций на рынке конкурентоспособны. Разработка выигрывает аналогичным компрессорным станциям в техническом решении: ОАО «Пермский моторный завод» за счет конструктивного совершенствования; ОАО «Уфимское Моторостроительное Производственное объединение» за счет компоновки оборудования. К сильным сторонам можно отнести безопасность, надежность (за счет предварительного проектирования и возможности применения сложных алгоритмов автоматического управления), а также цену разработки (экономия за счет рационального использования материальных и топливно-энергетических ресурсов).

6.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта реконструкции компрессорной станции. В силу того, что разработка является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи [20].

Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: С1. Предварительное проектирование. С2. Возможность применения сложных алгоритмов управления. С3. Возможность быстрой замены комплектующих компрессорной станции. С4. Экономия за счет рационального использования материальных и топливно-энергетически ресурсов	**Слабые стороны:** Сл1. Затраты на ПО для проектирования. Сл2. Затраты на дополнительное обучение оператора. Сл3. Необходимость проведения расчетов проекта реконструкции компрессорной станции. Сл4. Сложность применения ресурсосберегающего подхода.
Возможности: В1. Рост стоимости комплектующих – ошибка без применения проектирования. В2. Рост спроса со стороны опасных производств. В3. Расчет требуемых комплектующих. В4. Использование смет на материалы и ГСМ.	Эффективность предварительного проектирования реконструкции будет возрастать. Автоматический расчет смет ускорит проектирование реконструкции	Потенциальная стоимость вероятной ошибки выше стоимости предварительного проектирования. В3Сл3. При реализации автоматического расчета смет слабая сторона корректируется. В4Сл4. Сметы позволят рассчитать необходимое количество ресурсов
Угрозы: У1. Рост спроса на комплектующие компрессорной станции. У2. Повышенные требования к безопасности. У3. Оптимизация затрат на предприятии.	Введение сметного расчета позволит исследуемому подходу оставаться конкурентоспособным	Приведет к конкурентному отставанию, если не вводить в систему автоматический расчет затрат. Возможен отказ от подхода.

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для реконструкции компрессорной станции, так и в целом подхода к замене комплектующих.

Для противодействия угрозе У1 следует ввести подсистему автоматического сметного расчета.

В случае предъявления повышенных требований к точности данных (угроза У2) разработка проекта реконструкции может получить конкурентное отставание, так как неточные цены могут повысить стоимость проекта.

Для противодействия угрозе У3 и сокращения затрат на разработку следует использовать сметный расчет.

6.4 Планирование научно-исследовательской работы

6.4.1 Структура работ

Работу над проектом начнем с планирования этапов работы, обозначив занятость каждого из участников, приведем сроки выполнения каждого этапа.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей, приведены в табл. 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Анализ актуальности темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	
Теоретические исследования	6	Изучение литературы по теме	Инженер
	7	Описание и анализ предметной области	
	8	Изучение реконструкции компрессорной станции	
Оценка полученных результатов	9	Технико-экономические расчеты	Инженер
	10	Анализ результатов	Научный руководитель, инженер
	11	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель, студент

6.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоёмкость выполнения исследования оценивается экспертным путем в силу вероятностного характера величины. Ожидаемая трудоемкость рассчитывается по формуле [21]:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{min\,i} + 2t_{max\,i}}{5},$$

где $t_{min\,i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы (оптическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

$t_{max\,i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного сечения обстоятельств), чел. – дн.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работы из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}},$$

где $K_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

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

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

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа.

$$K_{\text{кал}} = 365/(365 - 52 - 14) = 1{,}22.$$

С учетом данных таблицы 4 и приведенных выше формул составляется расчетная таблица 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	tmin, чел-дни		tmax, чел-дни		tожi, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение темы проекта	1		2		2		2		3	
Анализ актуальности темы	2		4		8		8		12	
Поиск и изучение материала по теме		3		4		4		4		6
Выбор направления исследований	3		5		4		4		5	
Календарное планирование работ		4		9		6		6		9
Изучение литературы по теме		4		8		6		6		9
Описание и анализ предметной области		5		8		7		7		11
Изучение реконструкции компрессорной станции		5		8		7		7		11
Технико-экономические расчеты		3		6		5		5		8
Анализ результатов	2		3		3			5		8
Оценка эффективности полученных результатов		1		3		2		1		3

Продолжение таблицы 11

Итого дней руководитель										11
Итого дней инженер										70
Итого дней проект										81

На основе таблицы был построен план-график, представленный в таблице 12.

Таблица 12 – Диаграмма Ганта

№ работ	Вид работ	Всего календарных дней	T_{ki}	Продолжительность выполнения работ														
				Июнь					Июль					Август				
1.	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель																
2.	Анализ актуальности темы	Руководитель																
3.	Поиск и изучение материала по теме	Инженер																
4.	Выбор направления исследований	Руководитель																
5.	Календарное планирование работ	Инженер																
6.	Изучение литературы по теме	Инженер																
7.	Описание и анализ предметной области	Инженер																
8.	Изучение реконструкции компрессорной станции	Инженер																
9.	Техникоэкономические расчеты	Инженер																

Продолжение таблицы 12

10.	Анализ результатов	Инженер																
11.	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер																

6.5 Бюджет научно-технического исследования

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

6.5.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Расчет материальных затрат приведен в табл. 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Бумага офисная, упак. 500 листов	470	1	470
Тетрадь общая, 48 л.	60	1	60
Шариковая ручка	40	2	80
Интернет, М/бит (пакет)	300	1	300
Итого			**910**

6.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Для проектирования и проведения расчетов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 63500 рублей. Написание дипломной работы 5 месяцев. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации НА рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%$$

где Т – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации $Н_А$:

$$Н_А = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33{,}3\%.$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$А_{год} = 63500 \cdot 0{,}33 = 20955 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$А_{мес} = 20955 / 12 = 1746{,}25 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$А = 1746{,}25 \cdot 5 = 8731{,}25.$$

6.5.3 Расчет заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 37700 рублей. Оклад студента/инженера принимается равным 18 426 рублей. В 2022 году с учетом 48-дневного отпуска 247 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1795,24 рублей в день, для инженера – 877,43 рублей в день.

Результаты расчета основной заработной платы приведены в табл. 14.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{дн}$	$К_р$	$К_д$	$К_{пр}$	$Т_{РД}$	$ЗП_{осн}$, руб
Руководитель	1795,24	0,1	0,2	1,3	9,72	22 443,79
Инженер	877,43	0	0,2	1,3	79,32	64 059,21
Итого						**86503**

6.6 Капитальные вложения в реконструкцию компрессорной станции

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

Рассмотрим распределение предполагаемой сметной стоимости реконструкции объекта в таблице 15.

Таблица 15 – Распределение сметной стоимости реконструкции компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс. руб.
Подготовка территории строительства	78174,34
Основные объекты строительства, всего	1264460,68
Объекты энергетического хозяйства-всего	21429,53
Объекты транспортного хозяйства и связи – всего	160536,44
Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения – всего	68283,71
Благоустройство и озеленение территории - всего	24802,70
Итого по видам работ	1617642,40
Необъемные затраты (резерв средств на непредвиденные затраты)	252262,32
в том числе возвратные суммы	5387,80
Итого (без НДС)	1869904,72
НДС 20 %	373980,94
Всего по сводному сметному расчету	2243885,66
в том числе возвратные суммы	6465
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1864516,92
Основные фонды	1858051,56

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

В результате основные фонды по реконструируемой компрессорной станции составят 1858051,56 тыс. руб.

Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс. руб.
Работы подготовительного периода, всего	78174,34
Работы основного периода, всего	1539468,06
в том числе:	
основные объекты строительства	1264460,68
объекты энергетического хозяйства	21429,53
объекты транспортного хозяйства и связи	160536,44
наружные сети и сооружения, водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	68238,71

Продолжение таблицы 16

благоустройство и озеленение территории	24802,7
Итого по видам работ	232120,40
По видам работ (включая резерв 33%)	308720,12
Всего	308720,12
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1864516,92
Основные фонды	1858051,56

Стоимость реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции (капитальные вложения) составит 1 864 516,92 тыс. руб. на два года.

6.7 Эксплуатационные расходы

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

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Годовые эксплуатационные расходы реконструкции компрессорной станции

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена за един., руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.
Электроэнергия	тыс.кВт/час.	972,3	85465	80687,79
Газ	тыс. $м^3$	883	780,9	669,53
Зарплата	тыс. руб.			83907,1
Начисления на заработную плату	тыс. руб.			31602,12
Амортизационные отчисления	тыс. руб.			104775,00
Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.			18580,52
Прочие расходы	тыс. руб.			186451,69
Всего	тыс. руб.			506673,75

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода, составляют 506673,75 тыс. руб.

6.8 Оценка эффективности инвестиций

Для оценки эффективности инвестиций определена коммерческая эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции. Для расчета коммерческой эффективности реконструкции компрессорной станции приняты следующие параметры: метод оценки – чистый денежный поток в рублях; расчетный период – 21 год; шаг расчета – 1 год; 2022 год начала оценки инвестиций; условия финансирования – собственные средства; ставка дисконта (10% в год); размер налога на прибыль – 20 %.

Стоимость товарного газа за руб./1000 куб.м 4176,98 руб., согласно официальным данным за 2020 год ПАО «Газпром».

Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение. компрессорной станции представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Годы расчетного периода	Производительность до реконструкции, млрд/м^3	Производительность после реконструкции, млрд/м^3	Объем товарного газа, млрд/м^3	Выручка от реализации млн. руб.
2021	-	-	-	-
2022	7	1,14	1,14	4761,666
2023	7	2,73	2,73	11402,94
2024	7	2,76	2,76	11528,24
2025	7	2,74	2,74	11444,71
2026	7	2,71	2,71	11319,4
2027	7	2,69	2,69	11235,86
2028	7	2,67	2,67	11152,32
2029	7	2,64	2,64	11027,02
2030	7	2,62	2,62	10943,48
2031	7	2,57	2,59	10734,63
2032	7	2,55	2,57	10651,1
2033	7	2,52	2,55	10525,79
2034	7	2,52	2,25	10525,79
2035	7	2,52	2,25	10525,79

Продолжение таблицы 18

2036	7	2,52	2,25	10525,79
2037	7	2,52	2,25	10525,79
2038	7	2,52	2,25	10525,79
2039	7	2,52	2,25	10525,79
2040	7	2,52	2,25	10525,79

Годовой прирост производительности после реконструкции компрессорной станции магистрального газопровода представлен на рисунке 7.

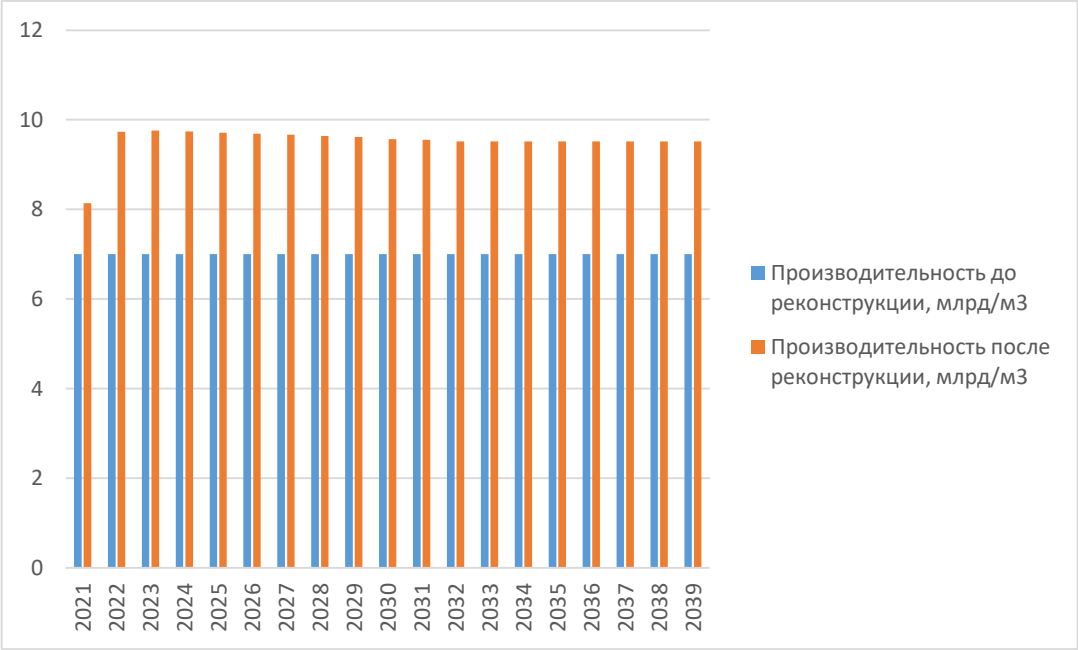

Рисунок 7 – Годовой прирост производительности после реконструкции компрессорной станции магистрального газопровода

Вывод по разделу

В результате проведенных расчетов основные фонды по реконструируемой компрессорной станции составляют 1858051,56 тыс. руб.

При расчете оценки эффективности реконструкции и технологического перевооружения компрессорной станции годовой прирост производительности составил в среднем 35%, что составляет в среднем 11,4 млрд.руб. прироста выручки. Данный показатель свидетельствует о целесообразности и эффективности реконструкции.

7 Социальная ответственность

Актуальность данной работы в части социальной направленности заключается в том, что транспорт природного газа на настоящий день является одной из важнейших задач по повышению энергоэффективности. При организации работы на магистральном газопроводе необходимо в первую очередь учитывать социальные потребности, т. е. обеспечивать удобство и безопасность сотрудников.

Кроме того, магистральный газопровод имеет заболоченные, скальные, сейсмоактивные участки, которые являются зонами с особыми климатическими условиями, поэтому безопасности людей необходимо уделять особое внимание.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 150 м^2. Также работодателем составляется график сменности, учитывающие мнения работников и не предусматривающие работу в течении двух смен подряд, так как это запрещено трудовым законодательством. Для работников организаций, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, применяется районный коэффициент для расчета заработной платы, который устанавливается Правительством Российской Федерации. Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, предусмотрена повышенная оплата труда. Минимальный размер повышения составляет 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда

устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном ст. 372 ТК РФ [26].

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889—76 [27].

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [28].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля.

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка. По показателям напряженности – к классу допустимой (напряженность труда средней степени) и, соответственно, допустимые условия труда условно относят к безопасным.

7.2 Производственная безопасность

7.2.1 Анализ потенциально вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	+	+	+	ГОСТ12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2010 Естественное и искусственное освещение изм. №1 от 21.05.2020 г.
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012– 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
Производственные факторы, связанные с электрическим током.	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Пожаро-взрывоопасность	+	+	+	ГОСТ Р 12.3.047- 2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

7.2.2 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Повышенная запыленность и загазованность воздуха. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, как правило, не превышает предельно допустимых концентраций. Разрешена работа без противогаза при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м3 [4]. Даже в случае превышения концентрации природного газа воздействия на человека не будет, так как каждое помещение оборудуется средствами коллективной защиты – газоанализаторами типа СТГ-1, ДАХ-М01; а также ручные переносные газоанализаторы ШИ-11, ШИ-10. Системы контроля загазованности связаны с звуковой сигнализацией, при загазованности рабочий персонал эвакуируется.

Содержание пыли в воздухе не превышает 0,5 мг/м3, отсутствуют посторонние газы и запахи в соответствии с [29].

Для защиты от повышенной запыленности следует надевать средства индивидуальной защиты, предотвращающие попадание пыли в дыхательные органы – дефлекторы.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

В зимний период температура рабочей зоны способна опускаться вплоть до минус 55 °С., следовательно, для защиты от неблагоприятного воздействия климатических факторов используются следующие виды средств индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук и головные уборы.

7.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток. Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %. Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %. Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а также помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк.

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных Социальная ответственность производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, на одном из которых постоянно будет напряжение. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи.

7.2.4 Повышенный уровень шума

Параметры повышенного шума на рабочем месте: звуковое давление (свыше 80 дБА) и скорость распространения (в воздухе рабочей зоны порядка 350 м/с). Рабочее место соответствует параметрам повышенного уровня шума: по звуковому давлению и скорости распространения звуковой волны. На рабочем месте источниками шума являются системный блок ПК, установка принтера, кондиционер (звуковое давление которых соответственно равны 35, 40 и 37 дБ). Однако, если произойдет ситуация, при которых параметрах будут нарушены, предлагаются следующие мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов; экранирование шума преградами; звукоизоляция кожухами, использование звукопоглощающих материалов.

Средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, противошумный шлем [30].

Таблица 20 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

7.2.5 Повышенный уровень вибрации

Регламентированные перерывы продолжительностью 10-15 мин рекомендуются после 45-60 мин работы. Лиц, не достигшим возраста 18 лет и беременных женщин к вибрационным работам допускать запрещается.

Коллективные средства защиты от вибрации (КСЗ): крепление вибрирующих частей, планово-предупредительный ремонт механизмов и оборудования, амортизаторы, вибросмазка, виброобувь, виброрукавицы [31].

Таблица 21 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям $X_л$, $Y_л$, $Z_л$			
	виброускорения		виброскорости	
	$м/с^2$	дБ	$м/с \cdot 10^{-2}$	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109

Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается.				

7.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.3.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

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

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

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

7.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током

В рабочей зоне к источникам электрической энергии относится розетки, а также подключенные к ним электрические приборы номинальным напряжением 220 В, соответственным заземлением с сопротивлением 8 Ом. Рабочее помещение относится к помещениям повышенной опасности поражения электрическим током, присутствует один из следующих факторов: повышенная влажность (60 %); вентиляция и отопление, покрытие пола не из диэлектрического материала, температура воздуха до 30 °С, выделение технологической пыли, в воздухе находятся химически активные вещества.

Меры защиты от поражения электрическим током следующие: контроль состояния электрической проводки, изоляции на ней; обеспечение недоступности к токоведущим частям (ограждения, защитные кожухи, недоступная высота и применение малых напряжений ≤ 50В (при возможности)); выполнение заземления оборудования; вилки приборов, рассчитанных на напряжение 12-50 В не входят в розетки с более высоким номинальным напряжением; электрические датчики систем контроля правления технологическим процессом выполнены во взрывозащищенном исполнении.

7.3.3 Пожаровзрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м3.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе, а также каждые полчаса производить замер газовоздушной смеси с помощью газоанализатора.

7.4 Экологическая безопасность

Эксплуатация магистрального газопровода оказывает многофакторный характер влияния на природную среду. Воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения, к которым относятся трубопроводы, линии связи, подъездные пути, производственные постройки, специализированная техника и механизмы.

7.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Работа магистрального газопровода в нормальном режиме сопровождается загрязнением атмосферного воздуха. Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу: запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов; постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ; прекращение или сокращение использования оборудования, выбросы которого значительно превышают нормативно-допустимые; исключение использования материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные вещества, неприятные запахи; оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства; осуществление периодического контроля за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах; допуск к эксплуатации машин и механизмов исключительно в исправном состоянии, особенно тщательный контроль за состоянием технических средств, способных вызвать возгорание естественной растительности.

7.4.2 Анализ воздействия объекта на литосферу

Работа магистрального газопровода в нормальном режиме сопровождается воздействием на литосферу, к примеру: изъятием земель. Предлагаемые меры по снижению воздействия: осуществление проезда специализированной техники только в отведенных для этого проездах, зимних дорогах, лежневых дорогах; своевременная уборка мусора и отходов; рекультивация нарушенных земель; планировка полосы отвода после

окончания каких-либо ремонтных работ в целях сохранения направления естественного поверхностного стока воды; размещение отвалов грунта исключительно в пределах границы полосы землеотвода, если таковой имеется. При выполнении вышеуказанных мероприятий, воздействие на земельные угодья будет минимальным.

7.4.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Работа магистрального газопровода в нормальном режиме сопровождается нарушением гидрогеологического режима, а также загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод. Мероприятия по снижению воздействия на водную среду: соблюдение правил эксплуатации объектов компрессорной станции в охранной зоне; выполнение планировки полосы землеотвода после окончания ремонтных работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод; осуществление проезда специализированной техники в отведенных для проезда местах, устройство временных переездов через подземные коммуникации; оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых и строительных отходов в целях предотвращения загрязнения поверхности земли; осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с компрессорной станции на санкционированный полигон; выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов в неотведенных для этого местах выполнение ремонтных работ преимущественно в зимнее время – по возможности.

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации магистрального газопровода могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС.

Взрыв

Природный газ в смеси с кислородом при концентрации газа от 5 до 15 % по объёму образует взрывоопасную смесь. В связи с этим разработаны следующие меры безопасности от возникновения взрыва: хранение газовых баллонов только в вертикальном положении и проветриваемом помещении под навесами, защита от воздействия прямых солнечных лучей и осадков. Баллоны не хранятся на расстоянии менее 1 м от радиаторов отопления и ближе 5 м от открытого огня; запрещается переносить баллоны на плечах или руками в обхват; меры контроля: внешний осмотр сосудов, неразрушающие методы контроля (люминесцентные, ультразвуковые, рентгеновские методы), гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды; газоанализаторы, звуковая сигнализация

Пожар

При концентрации газа более 15 % возникает неконтролируемое горение в случае воспламенения. Пожарная безопасность обеспечивается с помощью реализации организационно – технических решений по предупреждению пожаров, организации извещения и тушения их. Все работники допускаются к работе только после прохождения противопожарного инструктажа. Защитные Мероприятия по предотвращению пожара: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; определены и обозначены места для курения; установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; действия работников при обнаружении пожара; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов магистрального газопровода, например, компрессорной

станции, имеет спецодежду, изготовленную из термостойких антистатических материалов; перечень основных средств пожаротушения: пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м^3 и запасом пенообразователя не менее 0,150 м^3, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10 шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные. От сильных морозов см. главу микроклимат и состояние воздушной среды.

Вывод по разделу

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов на компрессорных станциях и магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них.

В части социальной ответственности были определены источники возникновения вредных, опасных факторов, их оптимальные показатели, последствия воздействия таких факторов, а также средства и методы защиты. Таким образом, при выполнении предложенных мер произойдёт снижение воздействия вредных и опасных факторов на физическое и психическое состояние сотрудника, что увеличивает его работоспособность и качество исполняемой работы.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были выявлены основные факторы снижения энергетической эффективности. Проблема нерационального использование энергоресурсов является фундаментальной в наше время, поскольку невозобновимых ресурсов становятся все меньше.

Таким образом, большая часть магистральных газопроводов вынуждена работать при низком давлении перекачиваемого газа, а сама ЕСГ РФ, запрограммированная на высокую производительность, работает в не рассчитанных режимах работы (более низкая нагрузка), что приводит к резкому увеличению затрат на электроэнергию, и обуславливает проведение мероприятий по снижению потребления энергии.

Таким образом, в ходе выполнения данной работы были получены следующие результаты:

1. проведен литературный обзор современных технологий по повышению энергоэффективности при транспорте природного газа;
2. проанализирована существующая газотранспортная система и роль Томской области в ЕСГ РФ;
3. рассмотрена технология транспортировки природного газа по трубопроводу;
4. определены методы повышения энергоэффективности на линейной части МГ и компрессорной станции:
   - очистка магистрального газопровода, снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием, ввод ингибиторов гидратообразования,
   - применение агрегатов нового поколения, повышение энергетической эффективности АВО газа и ГПА;

5. рассмотрены актуальные направления по повышению энергоэффективности для Томской области, а именно замена газоперекачивающего агрегата на агрегат нового поколения ГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, замена участка трубопровода. При расчете было установлено, что применяемые для реконструкции компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают заданные режимы работы компрессорной станции, давление на входе составило 3,82 МПа, давление на выходе составило 4,78 МПа.

Список литературы

1. Российская федерация. Федеральный закон о газоснабжении в российской федерации». N 69-ФЗ от 31.03.1999 г. с изменениями от 1.06.2022 г.

2. Через газотранспортные системы «Газпром трансгаз Томск» транспортировано 500 миллиардов кубометров газа официальный сайт. – ПАО Газпром. URL: https://tomsk-tr.gazprom.ru/press/news/2018/02/146032/ (дата обращения: 6.06.2022). – Текст: электронный.

3. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования.

4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.

5. А. Л. Саруев, Эксплуатация насосных и компрессорных станций / А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — С. 10-12 .

6. СП 111-34-96 Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Очистка полости и испытание газопроводов

7. Amrinder Singh. Internal Coating-A must in Gas Pipelines. – 2017. – Т. 8. – No. 5. – С. 3-6.

8. Булыгина, Л.В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции/ Л.В. Булыгина, В.И. Ряжских // Энергетика – 2017. С. 1-8.

9. Preventing pipeline corrosion with chemical injection. Industrial, manufacturing & processing URL: Warding Off Pipeline Corrosion with Chemical Injection - Inhibitors | Graco (дата обращения: 6.06.2022). – Текст: электронный.

10. Шибеко, А. С. Газоснабжение: учебное пособие / А. С. Шибеко. — Санкт-Петербург: Лань, 2022. — С. 50-52.

11. Колоколова, Е.А. Повышение энергоэффективности транспортировки природного газа / Е. А. Колоколова –Уфа: 2015. — С. 11-12.

12. Ульянов, И.Н. Повышение эффективности работы турбодетандерных агрегатов в составе СОГ КС за счёт регулирования режимов // Молодой ученый: [сайт]. –2022. –№ 14 (409). – С. 28-29. – URL: https://moluch.ru/archive/409/90174/ (дата обращения: 6.06.2022). – Текст: электронный.

13. Хворов, Г.А. Анализ энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром» / Г.А. Хворов, М.В. Юмашев // Энергетика – 2016. – С. 1-5.

14. Поршаков, Б.П. Эиергосберегающие технологии при магистральном травспорте природного газа: / Поршаков Б.П, Калинин А.Ф, Купцов С.М [и др.] Учебное пособие. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 120-150.

15. Дубков, В.В. Эксплуатация объектов газоперекачивающих станций: учебное пособие / В.В. Дубков, И.К. Потеряев. – Электрон. дан. – Омск: СибАДИ, 2020. – С. 199-206.

16. 40 лет официальный сайт. – Томск URL: 40 лет тому назад - Центр документации новейшей истории Томской области (ОГКУ ЦДНИ ТО) (tomsk.ru) (дата обращения: 6.06.2022). – Текст: электронный.

17. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья: учебное пособие / Земенков Ю. Д., Шпилевой В. А., Подорожников С. Ю., Закирзаков А. Г. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 206 с.

18. Общесоюзные нормы технологического проектирования: ОНТП 51-1-85. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы. [Текст]: нормативно-технический материал. - М.: Мингазпром, 1985 год. – 94 с.

19. Методические указания по выполнению практических и лабораторных работ по дисциплине «Насосные и компрессорные станции» по основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 – Нефтегазовое дело, Владивосток, 2018

20. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибульникова и др. ; Томский политехнический университет. –Томск : ТПУ, 2017. –166 с.

21. Закон об основах охраны труда в РФ No181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.)

22. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

23. Трудовой кодекс No197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

24. Криницына З.В. Ресурсоэффективность отрасли: Учебное пособие /З.В.Криницына. – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2013. – 182 с.

25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–2003. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

26. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

27. ГОСТ 21889-76. ССБТ. Система «Человек-машина».

28. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. ГОСТ 12.1.005-88. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

30. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

31. ГОСТ 12.1.012– 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.