

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела (ОНД)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы»

УДК 622.691.5: 66.078: 620.9-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	А.А. Кротов		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	А.И. Сечин	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	А.В. Сумцова	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Кротову Анатолию Александровичу

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.02.2021 г. № 42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является компрессорная станция КС «Зейская 7а». Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции. Единая газотранспортная система Российской Федерации. Природный газ.</p>
---	--

<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести обзор литературных источников по проблеме повышения энергетической эффективности эксплуатации объектов компрессорной станции как элемента газотранспортной системы.</p> <p>Анализ методов повышения энергоэффективности: повышение эффективности ГТУ, рассмотрение сокращения энергозатрат на АВО, снижение гидравлического сопротивления, применение агрегатов нового поколения.</p> <p>Произвести тепловой расчет конвективного теплообмена трубки теплообменной секции АВО.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p align="center">Рисунки, схемы, таблицы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p align="center">Раздел</p>	<p align="center">Консультант</p>
<p align="center">«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p align="center">Романюк В.Б., доцент ОНД</p>
<p align="center">«Социальная ответственность»</p>	<p align="center">Сечин А.И., профессор ООД</p>
<p align="center">Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p align="center">Сумцова А.В., старший преподаватель ОИЯ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат, газотранспортная система России, компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p align="center">17.12.2020 г.</p>
--	-------------------------------------

Задание выдал руководитель:

<p align="center">Должность</p>	<p align="center">ФИО</p>	<p align="center">Ученая степень, звание</p>	<p align="center">Подпись</p>	<p align="center">Дата</p>
<p align="center">Доцент ОНД</p>	<p align="center">А.В. Шадрина</p>	<p align="center">д.т.н.</p>		<p align="center">17.12.2020 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p align="center">Группа</p>	<p align="center">ФИО</p>	<p align="center">Подпись</p>	<p align="center">Дата</p>
<p align="center">2БМ91</p>	<p align="center">А.А. Кротов</p>		<p align="center">17.12.2020 г.</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Кротову Анатолию Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность и прочность объектов транспорта нефти и газа»</u>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кротов Анатолий Александрович		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Кротов Анатолий Александрович

ШКОЛА	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

- Трудовой кодекс Российской Федерации.
- СанПиН 2.2.2/2.4.2732-10 изм. № 3 СанПиНа 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
- ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

Анализ показателей шума и вибрации

- установление соответствие показателей нормативному требованию;

Анализ показателей микроклимата

- показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.

Анализ освещенности рабочей зоны

- типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;
- при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Анализ электробезопасности

- наличие электроисточников, характер их опасности;
- установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.
- при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.

Анализ пожарной безопасности

- присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.
- категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.
- Разработать схему эвакуации при пожаре.

Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:

- перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;
- привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,
- категорию пожароопасности помещения,
- марки огнетушителей, их назначение.

При отклонении показателя предложить мероприятия.

2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.

<ul style="list-style-type: none"> разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечень НТД, используемых в данном разделе, схема эвакуации при пожаре, схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	А.И. Сечин	Д.т.н.		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Кротов Анатолий Александрович		26.02.2021 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01. 2021 г.	Введение	5
27.01. 2021 г.	Общие сведения о «Силе Сибири» и КС «Зейская»	5
08.02. 2021 г.	Газотранспортная система России	8
20.02. 2021 г.	Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы	8
21.03. 2021 г.	Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	11
15.04. 2021 г.	Тепловой расчет теплообменной трубки секции АВО, аналитический тепловой расчет АВО газа	20
04.05. 2021 г.	Расчет показателей энергоэффективности компрессорной станции	15
07.05. 2021 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	5
09.05. 2021 г.	Социальная ответственность	5
15.05. 2021 г.	Заключение	8
28.05. 2021 г.	Презентация	10
ИТОГО:		

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 страниц, 19 рисунков, 25 таблиц, 37 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: газотурбинная установка, эффективность, мощность, газоперекачивающий агрегат, аппарат воздушного охлаждения.

Объект исследования: компрессорная станция.

Цель работы: совершенствование методов контроля и повышение энергетической эффективности работы компрессорной станции как элемента газотранспортной системы.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи.

1. Провести литературный обзор современных направлений повышения эффективности работы компрессорной станции.
2. Проанализировать существующую газотранспортную систему.
3. Рассмотреть компрессорную станцию как элемент газотранспортной системы.
4. Определить методы повышения энергетической эффективности.
5. Рассчитать температурное поле и тепловой поток теплообменных трубок секции АВО, выполненных из разнородных материалов, сделать вывод. Определить поверхность охлаждения АВО и сравнить её с фактической.
6. Определить показатели энергетической эффективности ГТУ с применением агрегатов нового поколения.

Методы и методики проведения работ: расчетная часть выполнена в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

Экономическая эффективность/значимость работы: определена эффективность введения новых агрегатов, что позволит снизить расход топлива до 42 %.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					11	113
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР		
Рук. ООП		Шадрина А.В.				ГРУППА 2БМ91		

ABSTRACT

Final qualification work consists of 113 pages, 19 figures, 25 tables, 37 sources, 1 appendix.

Keywords: gas turbine plant, efficiency, power, gas-compressing unit, air-cooler unit.

Research object: compressor station.

The purpose of the work: to improve the control methods and increase the energy efficiency of the compressor station as an element of the gas transmission system.

To achieve this purpose, the following objectives are considered.

1. To conduct a literature review of modern trends in improving the efficiency of the compressor station.
2. To analyze the existing gas transmission system.
3. To consider the compressor station as an element of the gas transmission system.
4. To identify methods for improving energy efficiency.
5. To calculate the temperature field and the heat flow of the heat exchange tubes at the gas-air-cooling unit section made of dissimilar materials, and draw a conclusion. To determine the cooling surface of the gas air cooling unit and compare it with the actual one.
6. To determine the energy efficiency parameters of gas turbine plant using the new generation units.

Methods and approaches of work performance: the design part has been carried out in accordance with the STO Gazprom 2-3.5-051-2006 "Standards of technological design of main gas pipelines".

Economic efficiency/significance of the work: the efficiency of the introduction of new units has been determined, which will reduce fuel consumption by up to 42 %.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	113
Консульт.		Сумцова О.В.				НИ ТПУ		ИШПР
Рук. ООП		Шадрина А.В.				ГРУППА		2БМ91

Сокращения и обозначения

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения и обозначения:

АД – асинхронный двигатель;

АВГ – аппарат воздушного охлаждения горизонтальный;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

БПТИГ – блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа;

ВПП – высоконапорный парогенератор;

ВЭР – внутренние энергоресурсы;

ГКС – головная компрессорная станция;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ГТС – газотранспортная система;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЕСГ – единая система газоснабжения;

КПД – коэффициент полезного действия;

КС – компрессорная станция;

КС* – камера сгорания;

КУ – котел-утилизатор;

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Сокращения и обозначения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					13	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ ГРУППА	ИШПР 2БМ91	

ЛКС – линейная компрессорная станция;

МГ – магистральный газопровод;

НПГ – низконапорный парогенератор;

ОК – осевой компрессор;

ПГУ – парогазовая установка;

ПХГ – подземное хранилище газа;

ПЧ – преобразователь частоты;

РТ – регенеративный теплообменник;

САУ – система автоматического управления;

ТА – теплообменный аппарат;

ТВД – турбина высокого давления;

ССТ – свободная силовая турбина;

ЦК – центробежный компрессор;

ЦПДД – центральный производственно-диспетчерский департамент;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Сокращения и обозначения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

Введение.....	19
1. Общие сведения	20
1.1. Характеристика КС «Зейская» как объекта газопровода «Сила Сибири» 20	
1.2. Природно-климатическая и географическая характеристика района	22
2. Газотранспортная система России	23
3. Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы.....	25
3.1. Основные узлы и элементы компрессорной станции и их назначение	26
4. Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции 31	
4.1. Применение агрегатов нового поколения.....	32
4.2. Повышение эффективности работы ГТУ. Теоретические сведения.....	34
4.2.1. Утилизация теплоты уходящих продуктов сгорания	36
4.3. Снижение гидравлического сопротивления линейной части магистрального газопровода.....	38
4.4. Повышение энергоэффективности работы АВО	39
4.4.1. Выбор оптимального температурного режима газопровода	39
4.4.2. Изменение углов атаки лопастей вентилятора.....	41
4.4.3. Применение частотно-регулируемого привода	42
4.5. Проект аппарата воздушного охлаждения, направленный на повышение энергетической эффективности аппарата воздушного охлаждения как элемента компрессорной станции	43
4.5.1. Аналитический тепловой расчет АВО газа	49
5. Расчет показателей энергоэффективности КС.....	57
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
6.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	64
6.2. Анализ конкурентных технических решений	66
6.3. SWOT-анализ.....	67
6.4. Сметная стоимость выполнения работ	70

Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы										
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление					
Разраб.		Кротов А.А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.							15	113
Консульт.								НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ91		
Рук. ООП		Шадрина А.В.								

6.4.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ.....	70
6.4.2. Разработка календарного план-графика проведения научного исследования	73
6.5. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	76
6.6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	80
7. Социальная ответственность	83
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
7.2. Производственная безопасность	85
7.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	85
7.2.2. Состояние воздушной среды	86
7.2.3. Освещенность рабочей зоны	86
7.2.4. Уровень шума и вибрации	89
7.2.5. Микроклимат.....	90
7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	90
7.3.1. Механические травмы	90
7.3.2. Анализ электробезопасности помещения	90
7.4. Экологическая безопасность.....	91
7.4.1. Анализ воздействия объекта на литосферу.....	91
7.4.2. Анализ воздействия объекта на атмосферу	92
7.4.3. Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	92
7.5. Охрана растительности и животного мира	93
7.5.1. Воздействие на леса и растительность	93
7.5.2. Воздействие на животный мир.....	93
7.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
7.6.1. Взрыв.....	94
7.6.2. Пожар	94
Заключение	97
Список использованных источников	99
Приложение	104

Термины и определения

В данной работе приведены следующие термины и определения в соответствии с [14,15].

Газотурбинный двигатель, ГТД – Машина, предназначенная для преобразования тепловой энергии в механическую.

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

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.

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.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					17	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ	ИШПР	
						ГРУППА	2БМ91	

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 однопоточный 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.

Регенератор/рекуператор – теплообменный аппарат, предназначенный для передачи теплоты отработавших в турбине газов рабочему телу.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Введение

На сегодняшний день в России важнейшим является вопрос в целесообразном использовании как первичных, так и вторичных (внутренних) энергетических ресурсов государства. Задача максимально возможной экономии вторичных (внутренних) энергоресурсов (ВЭР) имеет как экономическое, так и социальное значение, так как это приведет к снижению расходов топлива, уменьшению вредных выбросов и, следовательно, наименьшему загрязнению окружающей среды. Совершенным, эталонным в данном понимании примером подобной организации производств будет являться безотходная по материалам и энергии технология, к которой стремится руководство любой компании.

Электропривод стационарных компрессоров, электрических двигателей АВО России по мощности затрачивает порядка 10 % всей вырабатываемой электрической энергии. В связи с этим, целесообразная эксплуатация и совершенствование применяемых на объектах технологий являются одними из основных направлений современных исследований [29, Пешкова А.В., Шарапов А.И.]. Газоперекачивающие агрегаты способны вырабатывать энергию колоссальных объёмов. На настоящий момент основными методами повышения их эффективности является повышение эффективности работы ГТУ, а также оптимизация режимов работы АВО, что должно обеспечивать надёжность и работу оборудования с пониженным числом отказов систем. Целесообразным является использование тепловой энергии, полученной в процессе сжатия, особенно в нынешних условиях современности, развития технологий. Поэтому, проблема сокращения энергетических затрат компрессорной станции является актуальной в настоящее время и представленные далее вопросы будут посвящены такому объекту, как КС «Зейская 7а», являющейся частью огромного проекта, известного как «Сила Сибири».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					19	113
Консульт.								
Рук. ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ ГРУППА	ИШПР 2БМ91	

1. Общие сведения

1.1. Характеристика КС «Зейская» как объекта газопровода «Сила Сибири»

«Силой Сибири» назван наибольший по своим размерам и поставками магистральный газопровод, располагающийся в восточной части России. К тому же, это совместный проект ПАО «Газпром» и The China National Petroleum Corporation (CNPC – китайской национальной нефтегазовой корпорации). Предназначение магистрали – поставки природного газа в Китайскую народную республику, а также российским потребителям, проживающим на Дальнем Востоке. К основным характеристикам МГ «Сила Сибири» можно отнести следующие: общая протяженность ЛЧ газопровода – 2159 км, диаметр трубопровода – 1420 мм, рабочее давление среды – 9,8 МПа, экспортная мощность – 38 млрд. м³ газа в год [26, МГ «Сила Сибири»].

Магистральный газопровод включает в себя следующие объекты.

1. Линейную часть (ЛЧ), включающая отводы, лупинги и камеры запуска и приема очистных и диагностических устройств.
2. Головные и линейные КС с узлами подключения к магистральному газопроводу.
3. Установки электрохимической защиты (ЭХЗ).
4. Сооружения технической связи, противопожарные и противозерозионные сооружения.

Кроме того, для стабильного снабжения потребителей газом из газопровода «Сила Сибири» в районе КС-7а «Зейская» и строящегося Амурского газоперерабатывающего газа (ГПЗ) разведываются площади под два ПХГ. Для обеспечения рабочего давления природного газа на газопровode «Сила Сибири» построены 8 компрессорных станций – КС-1 «Салдыкельская» («Иван Ребров»),

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Общие сведения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					20	113
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР		
Рук. ООП		Шадрина А.В.				ГРУППА 2БМ91		

КС-2 «Олекминская» («Петр Бекетов»), КС-3 «Амгинская» («Максим Порфильев»), КС-4 «Нимнырская» («Иван Москвитин»), КС-5 «Нагорная» («Василий Поярков»), КС-6 «Сковородинская» («Ерофей Хабаров»), КС-7 «Сивакинская» («Василий Колесников») и КС-7а «Зейская» («Атаманская»). КС-7а «Зейская» является самой мощной в газопроводе «Сила Сибири», ее мощность составляет 128 МВт [21, ЕСГ России].

КС-7а «Зейская» сдана в эксплуатацию в 2019 году. Ближайшая к «Зейской» станция КС-6 «Сивакинская». Мощность КС «Зейская» составляет 128 МВт. КС-7а «Зейская» является промежуточной (линейной) компрессорной станцией с полнонапорными центробежными нагнетателями, снабженными газотурбинным приводом [26, МГ «Сила Сибири»]. На станции устанавливаются три агрегата ГПА-32 «Ладога» мощностью 32 МВт и два агрегата ГПА-16У по 16 МВт. Сочетание больших и малых мощностей обеспечит гибкое регулирование режима работы КС [18, Газовый вектор].

Данная КС включает в себя следующие основные сооружения.

1. Узел подключения станции к магистрали.
2. Площадку очистки газа (включает двухступенчатую очистку: циклонные пылеуловители и фильтры-сепараторы).
3. Газоперекачивающие агрегаты (ГПА).
4. Блок осушки и хранения импульсного газа.
5. Узел воздушного охлаждения газа.
6. Технологическая обвязка нагнетателей ГПА («гитара»).
7. Котельная.

Помимо объектов, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию компрессорной станции, на территории КС расположены подсобно-вспомогательные и административно-бытовые здания, насосная станция противопожарного водоснабжения, резервуары с водой объемом 1000 м³, канализация, автодорожное сообщение, система маслоснабжения [35, Саруев, Эксплуатация НКС].

					Общие сведения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

1.2. Природно-климатическая и географическая характеристика района

Подводящая к компрессорной станции «Зейская» трасса проложена как через заболоченные, скальные районы, так и через сейсмоактивные участки, вечномёрзлые грунты. Абсолютные минимальные температуры воздуха на территории Амурской области составляют минус 41° [26, МГ «Сила Сибири»]. КС-7а «Зейская» расположена в Свободненском районе Амурской области, в 28 км к северу от г. Свободный. Административно-территориальная единица включает Амуро-Зейскую горно-котловинную область Амуро-Сахалинской страны с физико-географической точки зрения [18, Газовый вектор]. Компрессорная станция располагается в пределах возвышенного Амуро-Зейского плато. Плато располагается между реками Амур и Зея. Высоты плато – до 300-350 м. Для района, в котором располагается компрессорная станция, характерен резко континентальный климат с муссонными чертами, который проявляется в перепадах температур и большом наличии осадков в летние месяцы. Зима малоснежная и холодная. В январе – самом холодном месяце - средняя температура воздуха составляет минус 28 градусов. Вследствие этого наблюдается глубокое промерзание грунтов – до 2,5-3 метров. Весна сухая и холодная. Заморозки, как правило, заканчиваются в последней декаде мая-первой декаде июня. Лето теплое и влажное. Средняя температура воздуха в июле плюс 20 градусов, максимальное значение плюс 42 градуса. Число осадков в июле-августе достигает 300 мм в месяц. Осень в регионе сухая и ясная. Среднегодовое число осадков составляет 493 мм.

					Общие сведения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2. Газотранспортная система России

Природный газ как сырьё транспортируется в современном мире в основном, посредством магистрального газопровода, либо танкерами, тогда речь идёт о специализированном сжиженном природном газе, при котором газ уменьшается в объёмах до 600 раз и число станций, на которых возможно осуществить данный процесс, незначительно.

Трубопроводная транспортировка газа на настоящий момент является основным способом доставки газа на российском рынке. В целях оптимизации, была создана целая государственная система в Российской Федерации – общероссийская система транспортировки и подземного хранения газа интегрирована в Единую систему газоснабжения России (ЕСГ), собственником которой выступает ПАО «Газпром» [21, ЕСГ России].

К критически важным объектам газотранспортной системы (нарушение приводит к потере более 5 % газа по объёму) следует отнести следующие (рис. 1): головные компрессорные станции (ГКС) на месторождениях, подземные хранилища газа (ПХГ), линейная часть (ЛЧ) и, непосредственно, промежуточные компрессорные станции (КС) [31, Сендеров С.М.]. Помимо этого, газотранспортная система способна включить распределительные газопроводы, газопроводы-перемычки, подводы и отводы, газораспределительные станции и газорегуляторные пункты.

Подземные хранилища газа необходимы для создания некоего запаса газа на возможные аварийные остановки перекачки, перекрытия какого-либо участка трубы во избежание остановки поставки газа потребителю.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Газотранспортная система России</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					23	113
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ91</i>		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

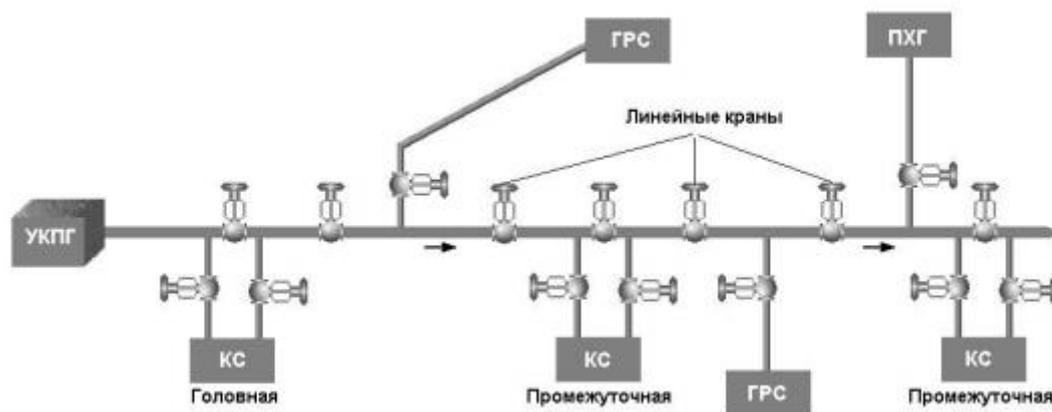


Рисунок 1 – Объекты газотранспортной системы [25, Лучкин Н. А.]

Для транспортировки газа по единой системе газоснабжения (ЕСГ) в настоящее время функционируют 17 специализированных дочерних газотранспортных обществ Газпрома, которым Газпром передал в пользование систему МГ. Транспортировка газа контролируется диспетчерами – Центральным производственно-диспетчерским департаментом (ЦПДД) Газпрома. В состав ЕСГ входят порядка 155 тыс. км магистральных газопроводов, 268 компрессорных станций, 25 подземных хранилищ газа [20, Гудков И.В.].

Помимо ЕСГ, в России существуют четыре независимых от ЕСГ РСГ (региональные газоснабжающие системы) (расположенные в г. Норильске, Якутске, на Камчатке и на Сахалине), то есть не находящиеся в собственности «Газпрома» и обслуживающие незначительное по отношению ко всей ЕСГ количество потребителей.

3. Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы

К основным элементам объектов единой газотранспортной системы Российской Федерации относятся компрессорные цеха – составные части отдельной газоконпрессорной станции.

Компрессорной станцией будет являться часть магистрального газопровода, которая обеспечивает транспорт голубого топлива использованием энергетического оборудования. Станция является управляющим элементом комплекса объектов, входящих в систему магистрального газопровода. Причем, параметры работы КС способны определить режим функционирования магистрального газопровода.

Компрессорные станции целесообразно разделять по назначению на головную, линейную и дожимную.

На ГКС достигаются такие параметры, которые предъявлены по качеству подготовки технологического газа: очистке его от механических примесей, осушке от газового конденсата и влаги, а также удаление, при их наличии, побочных продуктов (углекислоты – по объёмной доле кислорода; по массе: сероводорода, меркаптановой серы и т. д.) [13, ОСТ 51.40-93].

Линейная компрессорная станция (ЛКС) устанавливается на магистральных трубопроводах через каждые 100 – 150 км. Они сжимают голубое топливо от предусмотренных проектом входного до выходного давлений для того, чтобы задать непрерывный требуемый расход метана вдоль магистрали.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ). Назначением ДКС является подача газа в ПХГ от магистрального газопровода и отбор природного газа из ПХГ (как правило, в зимний период времени) для последующей подачи его в магистральный газопровод или непосредственно к потребителям.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					25	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
					НИ ТПУ ГРУППА		ИШПР 2БМ91	

Помимо этого, ДКС сооружаются и на газовом месторождении при падении пластового давления ниже давления магистрали. Отличительной особенностью ДКС от линейных КС является высокая степень сжатия 2-4, улучшенная подготовка технологического газа (осушители, сепараторы, пылеуловители), поступающего из подземного хранилища.

В ходе движения природного газа вдоль газопровода происходит потеря давления, вызванная различным гидравлическим сопротивлением по длине трубы. Падение давления вызвано снижением пропускной способности газовой магистрали. Одновременно с этим происходит снижение и температуры транспортируемого газа, в основном посредством теплообмена со стенкой трубы между нагретым газом и почвой (или же атмосферой).

Газоперекачивающий агрегат – основной технологический объект компрессорной станции, поскольку именно он в составе ГТУ и ЦН предназначены для компримирования (сжатия) и транспортирования природного газа по магистральным газопроводам. ГПА состоит из нагнетателя природного газа, привода нагнетателя, всасывающего и выхлопного устройств (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливоздушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования [25, Лучкин Н.А.].

3.1. Основные узлы и элементы компрессорной станции и их назначение

Взаимное расположение сооружений на закрепленной площадке, производственные, а также бытовые помещения в главном здании КС и расположение в этих сооружениях как основного, так и вспомогательного оборудования; все эти элементы в комплексе и будут иметь название «компоновка компрессорной станции». Основными применяемыми вариантами компоновок КС являются сомкнутые, полу-сомкнутые, разомкнутые и сблокированные. Причем, широко используемой и наиболее удобной в эксплуатации из них является сомкнутая компоновка, поскольку основные элементы главного здания КС непосредственно примыкают друг к другу. В связи

					<i>Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

с этим, существенно сокращается стоимость сооружения и создание благоприятных условий эксплуатации.

Полусомкнутая и разомкнутая компоновки являются вынужденными вариантами и применяются в тех случаях, когда отсутствуют достаточные площади под сооружение компрессорной станции.

Основным оборудованием, входящим в состав КС, являются следующие сооружения (рис. 2):

- 1 – узел подключения КС к магистрали;
- 2 – КППСОД (камеры пуска-приема средств очистки и диагностики);
- 3 – блок очистки технологического газа, (двухступенчатая очистка: пылеуловители и фильтр-сепараторы);
- 4 – установка охлаждения технологического газа (АВО газа);
- 5 – газоперекачивающие агрегаты;
- 6 – технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции;
- 7 – запорная арматура обвязки центробежного нагнетателя;
- 8 – установка подготовки пускового и топливного газа;
- 9 – установка подготовки импульсного газа;
- 10 – главный щит управления и системы телемеханики;
- 11 – оборудование электрохимической защиты газопровода: обвязки компрессорной станции.

Узел подключения станции включает в себя охранный кран (при типичной технологической схеме компрессорной станции носит № 19) и входной кран (как правило, под номером № 7). Открывается основной входной кран для недопущения возникновения газодинамического удара. Помимо этого, система включает свечной кран №17 предназначенный для стравливания газа с обвязки станции в атмосферу.

Установка очистки газа включает комплексную двухступенчатую очистку, состоящую из пылеуловителей и фильтров-сепараторов; которые способны отделить от природного газа недопустимые размерами и содержанием механические примеси ($<0,05 \text{ мг/м}^3$) и капельную жидкость. Пылеуловители в основном используются циклонного типа, которые работают по принципу применения инерционных сил в целях улавливания взвешенных частиц. Фильтр-сепараторы устанавливаются как вторая степень очистки (т.е. после

					<i>Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

пылеуловителей) последовательно. Их работа заключается в двух стадиях очистки: коагуляции жидкости и очистки от механических примесей после прохождения фильтрующей сетки; а также на секции сепарации в сетчатых пакетах. Все сосуды, работающие под давлением данной системы снабжены дренажными патрубками, через которые механические примеси и конденсат удаляются в нижний дренажный сборник и, в дальнейшем, – в подземные емкости.

Под *установкой охлаждения технологического газа* подразумевается комплекс (несколько ниток, при котором, как и на любом объекте присутствует рабочая и несколько резервных ниток) *аппаратов воздушного охлаждения* (АВО); принцип работы которых заключается в следующем: по трубам движется достаточно нагретый после компримирования природный газ, в аппарате присутствует межтрубное пространство, в которое прокачивается воздух – он нагнетается вентилятором, тем самым происходит охлаждение газа. В зимний период аппараты воздушного охлаждения подвержены гораздо меньшим нагрузкам вследствие низкой температуры атмосферного воздуха. По способу подачи охлаждаемого воздуха АВО классифицируют на нагнетательные (вентилятор здесь расположен ниже теплообменных секций) и вытяжные (вентилятор располагается выше теплообменных секций). Следует отметить, что в целях повышения эффективности охлаждения АВО необходимо очищать теплообменные секции не реже, чем 2 раза в год тремя способами: паром, водой (тогда операция будет называться промывка секций) и сжатым воздухом.

Установка подготовки пускового и топливного газа, а также установка подготовки импульсного газа совместно образуют блок подготовки топливного пускового и импульсного газа (БПТПИГ). Подготовка импульсного газа включает в себя очистку, осушку и аккумуляцию газа и осуществляется в отдельном блоке. Отбор на данный блок на любой компрессорной станции осуществляется с трёх точек: после выхода от пылеуловителей, перед входом на аппараты воздушного охлаждения; а также до и после шарового крана № 20.

					<i>Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

На блоке подготовки топливного и пускового газа есть пусковое устройство (чем является турбодетандер-для раскрутки ротора; а также пусковым устройством может являться электроприводное устройство). Газ сюда отбирается также, как и на блок импульсного газа отбирается с трех точек: до и после крана № 20; после пылеуловителей и перед системой охлаждения технологического газа.

Проектом рассмотрена работа оборудования и обвязки КС в условиях переменного режима эксплуатации как самого газопровода, так и непосредственно компрессорной станции.

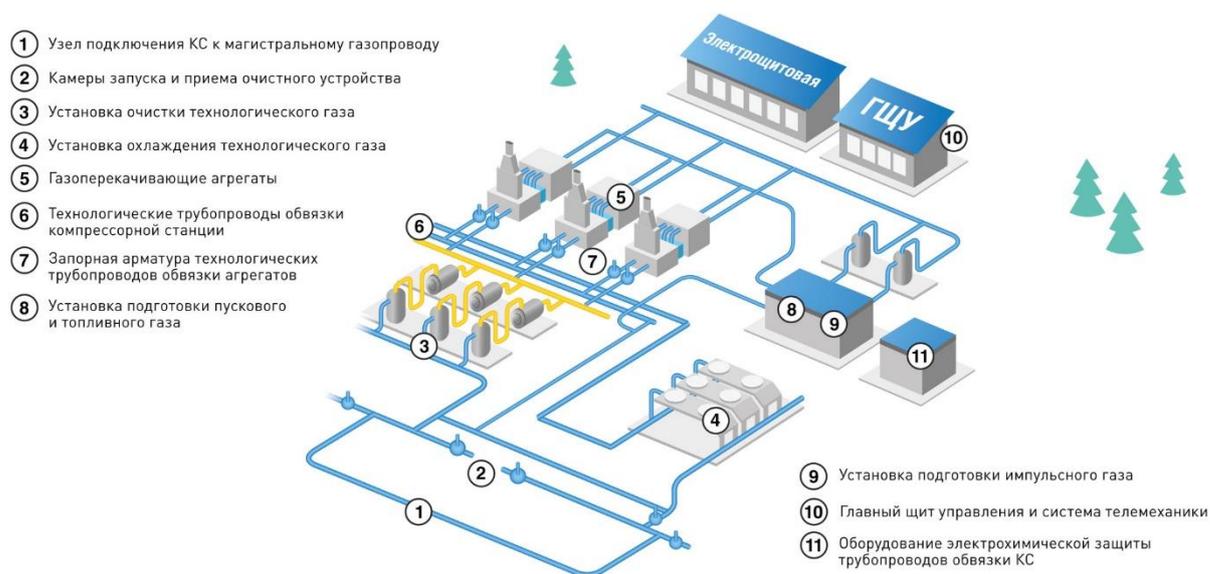


Рисунок 2 – Комплекс сооружений, элементов и узлов промежуточной компрессорной станции [17, Газпром проектирование]

По типу *газоперекачивающего агрегата* компрессорные станции подразделяются на газотурбинные, обладающий наибольшим по отношению к остальным КПД; электроприводные и поршневые.

Таким образом, компрессорная станция является наиважнейшим элементом газотранспортной системы в Российской Федерации, поскольку именно она способна к компримированию газа, необходимого для транспортировки последнего по трубопроводу. Естественно, что помимо сжатия

природного газа на КС осуществляется множество сопутствующих процессов, необходимых для нормальной работы станции. В связи с этим, рассмотрение методов повышения энергетической эффективности газоперекачивающих агрегатов является актуальной задачей с целью уменьшения издержек в столь обширном производстве на примере ПАО «Газпром».

В настоящее время абсолютное большинство агрегатов нового поколения выпускаются с полнонапорными нагнетателями, происходит замена агрегатов старого поколения для обеспечения большей эффективности.

					<i>Компрессорная станция как элемент газотранспортной системы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

4. Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции

Тип газоперекачивающего агрегата, который установлен на КС, его энергетические показатели, технологические режимы работы определяют энергетическую эффективность режима работы любой компрессорной станции.

ПАО «Газпром» эксплуатирует на компрессорных станциях порядка 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов и более, основной привод которых (приблизительно 80 % всех агрегатов) – газотурбинный двигатель; на работу которого требуется значительная доля перекачиваемого продукта.

В связи с этим, непрерывный рост стоимости энергетических ресурсов России, увеличение себестоимости транспорта газа, невозобновляемость природных ресурсов; все эти факторы являются весомыми причинами разработок, направленных на снижение затрат метана на собственные нужды, что объясняет научную новизну настоящей диссертации.

Таким образом, на настоящий момент основными путями повышения энергетической эффективности МГ и компрессорной станции в частности являются следующие.

1. Применение агрегатов нового поколения.
2. Повышение эффективности работы ГТУ.
3. Снижение гидравлического сопротивления линейной части магистрального газопровода.
4. Повышение эффективности работы АВО.

Далее в работе представлен анализ основных наиболее эффективных методов повышения энергетической эффективности компрессорной станции.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					31	113
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ91</i>		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

4.1. Применение агрегатов нового поколения

Эффективность транспортировки природного газа находится в прямой зависимости от режима работы и технического состояния оборудования станции. Как уже было сказано ранее, энергетическая эффективность деятельности компрессорной станции зависит от типа и состояния агрегата [24, Кузнецова М.И.].

На настоящий момент под эксплуатацией всё ещё находятся ГПА стационарного типа (примером которых могут служить ГТ-400-4(5,6); ГТК-10) произведенных на Невском заводе им. Ленина (г. Санкт-Петербург), а также ГПА ГТ-750-6 произведенных на Уральском турбо моторном заводе (г. Екатеринбург). Все они обладают номинальным КПД до 30 %, а также являются неполнонапорными агрегатами, следовательно, для задания необходимой степени сжатия следует включать последовательно несколько агрегатов, что затрудняет эксплуатацию; однако не является невозможным режимом.

В то же время, огромная часть газотурбинных агрегатов подлежит моральному и физическому устареванию: порядка 11 % мощностей обладают наработкой более 100 тыс. часов, 49 % – в пределах 50-100 тыс. часов, что является причиной работы ГТУ с фактическим КПД 20-22%. В этих значениях максимальным КПД в данных агрегатах является значение в 50 % (как в случае с идеально работающим двигателем и его максимальным КПД – 100%, поскольку полезная работа ГТУ является разностью между технической работой турбины и технической работой, затраченной на вращение ротора компрессора).

Значительная часть газоперекачивающих агрегатов в настоящий момент обладают эксплуатационными КПД намного меньшими номинальных (установленных в паспорте значений), что способно привести к существенному перерасходу в использовании топливного газа, необходимого при компримировании для раскрутки турбин [27, Ослоповский В.В.]. Это объясняется с переработкой устаревших агрегатов, несвоевременностью их замены, а также недостаточной нагрузкой тех же аппаратов. Данная проблема

					<i>Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

требует решения задач по оптимизации режимов работы определённой компрессорной станции [25, Лучкин Н.А.].

Техническое состояние ГПА является показателем, влияющим на энергоэффективность КС, и определяет расход энергоресурсов. В свою очередь, техническое состояние ГПА зависит от качества изготовления ГПА, качества монтажа на компрессорной станции, проводимых ремонтов. Коэффициент технического состояния по мощности агрегата, приводимым 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.

В то же время, Сила Сибири вот уже несколько лет эксплуатируют новейшие агрегаты ГПА-32 «Ладога» (рис. 3), обладающие мощностью в 32 МВт и наибольшим в сравнении с давно устаревшими объектами коэффициентом полезного действия, достигающим 36 %. Помимо сказанного, агрегат способен к работе в любых условиях сложности при эксплуатации, а также обладает низким уровнем выбросов и значительным ресурсом наработки.

					<i>Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33



Рисунок 3 – ГПА-32 «Ладоба» на КС 7-а «Зейская» в рамках МГ «Сила Сибири» [30, РЭП Холдинг]

Обновлению ГПА должны подвергаться большая часть компрессорных станций с целью повышения показателей транспортировки природного газа, а также понижения энергетических затрат на осуществление их деятельности [29, Пешкова А.В.].

Таким образом, порядка 9 % от добываемого объема затрачивается на привод агрегата на компрессорной станции, в связи с чем снижение затрат на транспортировку метана – актуальная задача и по сей день.

Одним из способов повышения энергоэффективности в ПАО «Газпром» является применение газотурбинных установок нового поколения с КПД 32-40 %, что способно понизить энергетические затраты на магистральную транспортировку газа, а также выбросы в атмосферу оксидов азота и углекислоты [24, Кузнецова М.И.].

4.2. Повышение эффективности работы ГТУ. Теоретические сведения.

Существует 3 основные перспективы повышения энергетической эффективности работы газотурбинной установки, основная из которых – применение сложных и комбинированных схем (рис. 4) [19, Н.А. Гаррис].

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



Рисунок 4 – Основные направления повышения энергетической эффективности газотурбинной установки с газотурбинным приводом [19, Н.А. Гаррис]

Повысить эффективность работы газотурбинной установки с использованием сложных комбинированных схем возможно тремя основными способами: использованием регенерации тепла отходящих газов; применением бинарных циклов (парогазовым и «сухим»); созданием парогазовых установок смешением водяного пара в цикле – впрыскиванием воды в газоздушный тракт по технологии STIG (наиболее эффективный метод) и при помощи регенерации воды в цикле [19, Н.А. Гаррис].

Под совершенствованием простого цикла Брайтона понимается улучшение параметров рабочего процесса ГТП, таких как степени сжатия, повышение температуры в цикле и др.

Тепло отводимых газов повторно используют утилизацией тепловой энергии для повышения энергетической эффективности самой ГТУ, помимо этого – на собственные нужды: подогрев воды, отопление как служебных, так и жилых помещений.

Подогрев сжатого воздуха теплом, которое регенерируется на входе в камеру сгорания; ступенчатое сжатие воздуха с его промежуточным охлаждением; ступенчатое расширение с промежуточным подогревом рабочей среды улучшают термодинамические характеристики установки.

В свою очередь, «новые конструкторские решения» подразумевают конструкцию из сложных многовальных ГТУ, повышает экономичность установки, например, при эксплуатации на частичных нагрузках. Существуют следующие виды комбинированных двигателей: ГТУ с поршневыми камерами сгорания и парогазовая установка.

Потери от нагревания подшипникового масла, потери вследствие конвекции и радиации от поверхности ГПА в окружающую среду; все перечисленные потери не должны превышать значение в 6-10 % от общей энергии ГТУ и относятся к неизбежным потерям в ходе эксплуатации газотурбинных двигателей.

4.2.1. Утилизация теплоты уходящих продуктов сгорания

Использование тепла отводимых из турбины паров возможно в целях создания рабочего тела, применяемого различным образом: теплофикацией, получением полезной мощности паровой турбины, форсировки газотурбинной установки введением воды/пара в тракт высокого давления; охлаждением газовой турбины.

В исследованиях [37, ПГУ, Зарянкин А.Е.], посвящённых особенностям проектирования котлов – утилизаторов для ПГУ, автор уделяет внимание такой теме, как обеспечение постоянных параметров пара на выходе из КУ. На рис. 5 изображена принципиальная тепловая схема ПГУ с котлом-утилизатором.

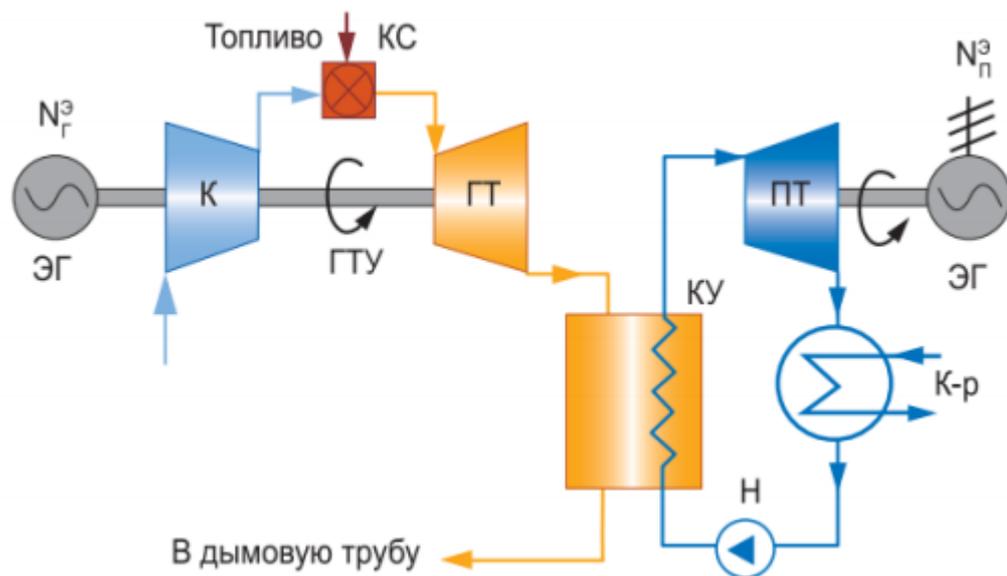


Рисунок 5 – Принципиальная схема использования уходящих продуктов сгорания ГТУ с ПГУ: котлом-утилизатором [37, Зарянкин А.Е., классификация ПГУ, их типы, преимущества и недостатки]

Относительно повышенный коэффициент избытка воздуха газотурбинной установки позволит сжечь избыточное количество топлива в среде продукта сгорания, что способно обеспечить увеличение параметров, а также расхода пара. В связи с этим, используются парогенераторы, обладающие развитой радиационной нагревательной поверхностью. Данные установки применяют пар в целях получения полезной энергии паровой турбины (порядка 0,80-0,85 от общей полезной энергии). В зависимости от места включения парогенератора в схему установки различают высоконапорный (ВПГ) и низконапорные (НПГ) парогенераторы. ВПГ включаются в тракт высокого давления ГТУ перед газовой турбиной. Теплоту уходящих газов ГТУ при этом используют для подогрева питательной воды в экономайзере. НПГ устанавливаются за газовой турбиной при давлении продуктов сгорания, близком к атмосферному. Известны также комбинированные установки со средненапорными парогенераторами (СПГ), которые включаются между турбинами высокого и низкого давления.

Помимо этого, дальнейшего повышения эффективности ГТУ добиваются путем использования той же высокой температуры выхлопных газов (~ 400 °С) в целях организации регенеративного теплообмена: горячие выхлопные газы

после прохождения через свободную силовую турбину направляются в регенеративный теплообменник, в котором способны к охлаждению и передаче количества теплоты сжатому в осевом компрессоре воздуху (рис. 6). В итоге, воздух перед входом в КС* дополнительно подогревается теплотой выходных газов и в камере сгорания затрачивается меньшее топливо на прогрев воздуха [35, Хадиев М.Б.].

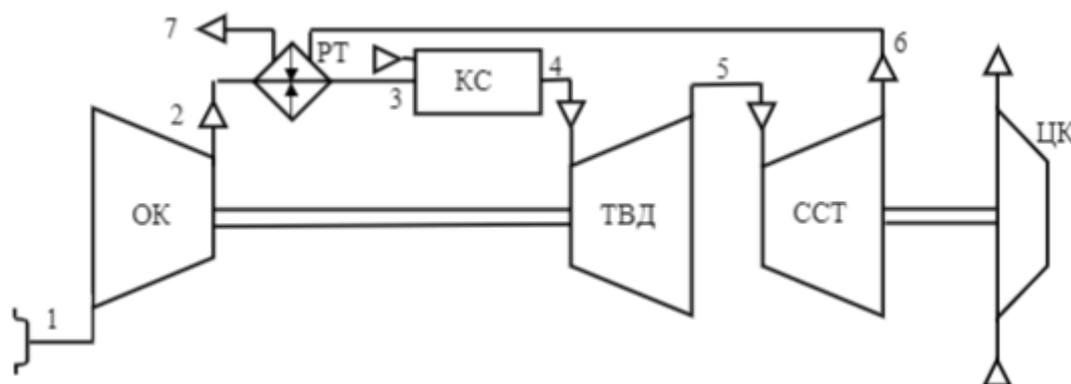


Рисунок 6 – Схема двухвальной ГТУ с применением регенерации тепла отходящих газов: ОК – осевой компрессор, ТВД – турбина высокого давления, КС* – камера сгорания; РТ – регенеративный теплообменник, ССТ – свободная силовая турбина, ЦК – центробежный компрессор; 1-2 – сжатие воздуха в осевом компрессоре; 2-3 – подвод подогретого воздуха к камере сгорания; 3-4 – подвод теплоты с камеры сгорания к турбине высокого давления; 5 – передача продуктов сгорания на свободную силовую турбину; 6 – отвод продуктов сгорания для подгрева воздуха в регенеративном теплообменнике перед камерой сгорания; 7 – отвод охлажденных продуктов сгорания [35, Хадиев М.Б.]

Данная схема приводит к снижениям затрат газа на собственные нужды, и в целом повышает общий КПД установки [35, Хадиев М.Б.].

4.3. Снижение гидравлического сопротивления линейной части магистрального газопровода

Несмотря на то, что на всех основных объектах линейной части магистрального газопровода осуществляется соответствующая подготовка газа к дальнейшей транспортировке, полностью очистить газопровод не представляется возможным, а, следовательно, в нём находится большое содержание как воды, так и конденсата.

Добиться снижения гидравлического сопротивления, расположенного внутри газопровода пытаются путем замены самого участка. Привычный всем стальной трубопровод в будущем планируют заменить на материал с наименьшим внутренним гидравлическим сопротивлением. Помимо этого, по стоимости трубы будут относиться к наиболее дешевому варианту.

4.4. Повышение энергоэффективности работы АВО

4.4.1. Выбор оптимального температурного режима газопровода

Главная причина размещения аппаратов воздушного охлаждения природного газа на компрессорной станции – сохранение антикоррозионной изоляции трубопровода, а также обеспечение его устойчивости. Однако, если рассматривать с другой точки зрения, после охлаждения среды средняя температура метана в участке понижается, вследствие чего происходит повышение пропускной способности газопровода, что способно привести в условиях постоянной производительности к значительному снижению затрат энергии [22, Зубарев В.Г.].

При недостаточном оснащении станции АВО оценивается необходимость закупки оборудования окупаемостью дополнительных капиталовложений:

$$T = \frac{K_A}{S_1 - S_2}, \quad (3)$$

где K_A – стоимость затрат (капиталовложения) на дополнительное оснащение АВО КС;

S_1 и S_2 – стоимость затрат на энергию до и после оснащения КС.

В случае ГТУ с газотурбинным приводом затраты энергии возможно оценить, как затраты на подачу в камеру сгорания топливного газа, а также как затраты на электрическую энергию:

$$S = Q_T S_T + A_E C_E, \quad (4)$$

где Q_T – расход топливного газа, тыс. м³;

S_T – стоимость топливного газа, руб. / тыс. м³;

C_E – стоимость электрической энергии, руб./ кВт*ч;

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

A_E – затраты электрической энергии на охлаждение метана, кВт*ч:

$$A_E = n_B \cdot N_B \cdot T_B, \quad (5)$$

n_B – количество вентиляторов, включенных на всех аппаратах воздушного охлаждения, при котором происходит охлаждение до температуры T_1 ;

N_B – мощность, которая потребляется одним электрическим двигателем, который вращает вентилятор, кВт;

T_B – время работы вентилятора, ч.

Поступающий на компрессорную станцию с температурой T_2 метан в процессе компримирования способен нагреваться до некоторой температуры T_H :

$$T_H = T_2 \cdot \varepsilon_n^{\frac{k-1}{k-\eta_n}}. \quad (6)$$

После прохождения аппаратов воздушного охлаждения метан понижает свою температуру до соответствующего значения, определяемого:

$$T_1 = T_H - Q_0 \cdot k_{A2} \cdot \frac{n_2 + k_{A1} \cdot n_1 + k_{A0} \cdot n_0}{G \cdot c_{p_m}}, \quad (7)$$

где Q_0 – теоретический теплосъем с одного аппарата при двух работающих вентиляторах, Вт;

k_{A2} , k_{A1} , k_{A0} – коэффициенты тепловой эффективности аппарата при двух, одном и ни одном работающих вентиляторах соответственно;

n_2 , n_1 , n_0 – количество аппаратов, включенных в работу с двумя, одним и ни одним вентиляторами;

G – массовый расход метана через все аппараты воздушного охлаждения, кг/с;

c_{p_m} – теплоемкость метана при условиях охлаждения, Дж/(кг·К) при $P = P_H$, $T = 0,5 \cdot (T_H + T_1)$, здесь T_1 – температура метана на выходе узла охлаждения.

Как правило, теплосъем определяется по номограмме теплового расчета аппарата воздушного охлаждения, при этом важно знать коэффициент φ . В этом случае $Q_0 = c_p G_1 (T_H - T_1)$ и $k_{A2} = 1$. Коэффициенты k_{A2} и k_{A0} определяются на основе практической эксплуатации узла охлаждения метана. В основном, после первого приближения $k_{A1} = 0,55 - 0,60$; $k_{A0} = 0,18 - 0,20$.

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Поскольку регулирование температуры осуществляется на основе поочередного отключение сначала одного вентилятора на всех аппаратах, и только лишь после этого происходит отключение вторых вентиляторов; для того, чтобы определить схему целесообразной эксплуатации для максимального удобства принято пользоваться средним коэффициентом эффективности:

$$k_{cp} = \frac{c_p G_1 (T_H + T_1)}{n Q_0}, \quad (8)$$

где n – количество включенных на компрессорной станции аппаратов воздушного охлаждения.

Таким образом, величина k_{cp} определяет режим эксплуатации:

$$\begin{aligned} k_{cp} &\geq 1, \text{ тогда } n = n_2; \\ 1 &> k_{cp} > 0,6; \text{ тогда } n = n_1 + n_2; \\ 0,6 &> k_{cp} > 0,2; \text{ тогда } n = n_1 + n_0; \\ k_{cp} &\leq 0,2; \text{ тогда } n = n_0. \end{aligned}$$

Схема подключения аппаратов в условии минимизации затрачиваемой электрической энергии для задания оптимального температурного режима компрессорной станции подразумевает следующую температуру природного газа на выходе со станции: не превышающую 50°C , поскольку температура грунта, близкая к 0°C при отрицательной температуре газа вызывает промерзание земельных угодий.

4.4.2. Изменение углов атаки лопастей вентилятора

Одним из способов повышения энергоэффективности аппарата воздушного охлаждения является изменение углов атаки лопастей вентиляторов. Данная технология позволяет выставить угол атаки лопастей в зависимости от среднегодовой температуры. Регулировка лопастей вентилятора обеспечивает экономию электроэнергии до 10%. Но данная технология достаточно небезопасна – непосредственная правка положения лопастей является

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

достаточно сложным и травмоопасным мероприятием, поэтому применение данной технологии крайне нежелательно.

При помощи изменения углов атака лопастей вентилятора сокращают затрачиваемую электроэнергию на электродвигателях секций аппарата воздушного охлаждения. В целях согласования мощности, которую потребляет вентилятор, с располагаемой мощностью электродвигателя перестраиваются лопасти 1 раз в полгода (сезонно) – весной и осенью. Помимо того, что операция перестройки лопастей вентилятора крайне опасна, она требует серьезной организации работ, а также технических мероприятий обеспечения безопасности жизни и здоровья сотрудников.

4.4.3. Применение частотно-регулируемого привода

Важнейшей частью работы установки охлаждения газа является электропривод. Благодаря его работе вентилятор на АВО работает, прокачивая воздух для теплообмена. На производстве в основном используются в качестве приводов асинхронные двигатели (АД) [35, Хворов Г.А.].

Так как электропривод потребляет большое количество энергии, внедрение передовых технологий поможет не только сократить энергопотребление привода, но и продлить срок его службы.

Одной из таких технологий является внедрение привода, регулирующего скорость вращения вентиляторов (частотно-регулируемого привода).

Данная технология применяется для поддержания точной температуры природного газа на выходе с узла очистки станции. Принцип заключается в использовании термодатчика, способного поддерживать оптимальную температуру частотным регулированием – производительностью включенных в систему вентиляторов. Частота регулируется при помощи преобразователя частоты (ПЧ), созданного на базе микропроцессорного контроллера [32, САУ АВО]. Также при использовании этой технологии не требуется выполнять

					<i>Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

сложные и менее эффективные работы по регулировке угла атаки лопастей, так как лопасти настраиваются на угол, при котором электродвигатель будет работать в номинальном режиме. Также с использованием частотного регулирования можно избежать рециркуляцию, так как все вентиляторы работают с требуемой величиной вращения. Частотное регулирование скорости вращения вентилятора даёт экономию энергии в 20%, что дает основания говорить о высокой эффективности данной технологии.

4.5. Проект аппарата воздушного охлаждения, направленный на повышение энергетической эффективности аппарата воздушного охлаждения как элемента компрессорной станции

В целях повышения энергетической эффективности с использованием программной среды Autodesk Inventor был построен проект аппарата воздушного охлаждения газа на примере ██████████, который эксплуатируется на ██████████. Сведения о проекте представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Характеристика разработанного проекта

Наименование параметра	Характеристика параметра
Расчетное рабочее давление, МПа	██████
Расчетная температура стенки теплообменной секции, °С	██████
Минимально допустимая температура стенки блоков, °С	Минус 60
Рабочая среда	Природный газ, взрывопожароопасная, малокоррозионная, нетоксичная
Материал изготовления трубок теплообменных	████████
Наработка аппарата на отказ, ч	████████
Ресурс до капитального ремонта, ч	████████
Назначенный срок службы, лет	██████

Для дальнейшего расчета необходимо было выбрать элемент, изменение характеристик которого способно повлиять на эффективность аппарата. Чтобы выбрать исследуемую область, было принято решение – оценить степень эффективности металлического оребрения теплообменной секции аппарата воздушного охлаждения последовательным расчетом с использованием Ansys Workbench – Steady State Thermal. Исследуемая область: часть теплообменной

секции (несущих трубок), размеры которой: диаметр – ■ мм; толщина стенки – ■ мм; длина – ■ м. Задачей исследования стало выбрать оптимальный материал оребрения трубок с целью максимальной энергетической и экономической эффективности. Для начала была создана деталь четверти трубки и рассчитана, задав температуру метана ■ °С; температуру окружающего воздуха (задана в конвекции как температура обтекаемого воздуха), равную минус ■ °С; коэффициент конвективного теплообмена – ■ Вт/м²·°С. Таким образом, были получены следующие результаты, рис. 7-8.

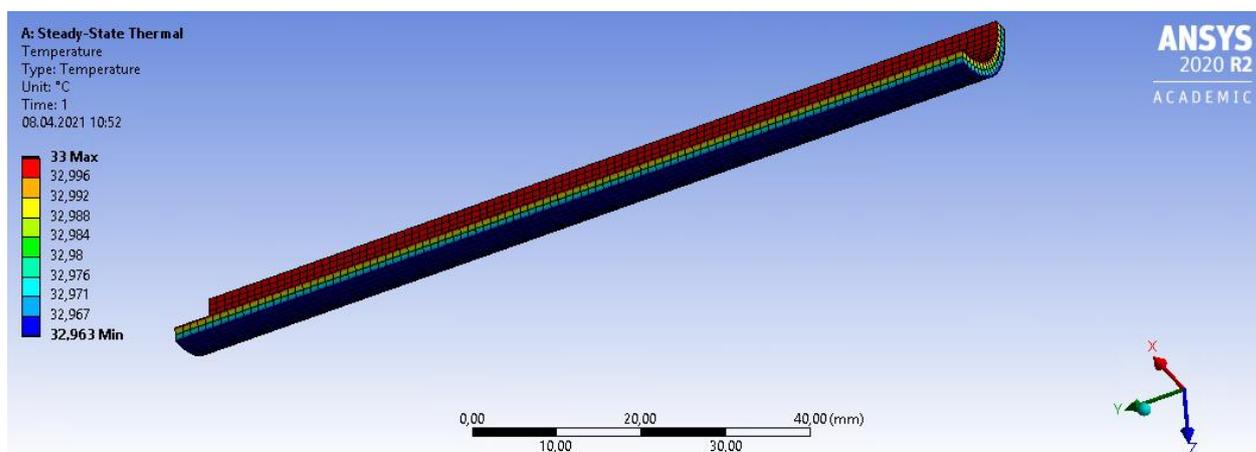


Рисунок 7 – Температурное поле исследуемой трубки теплообменной секции без оребрения

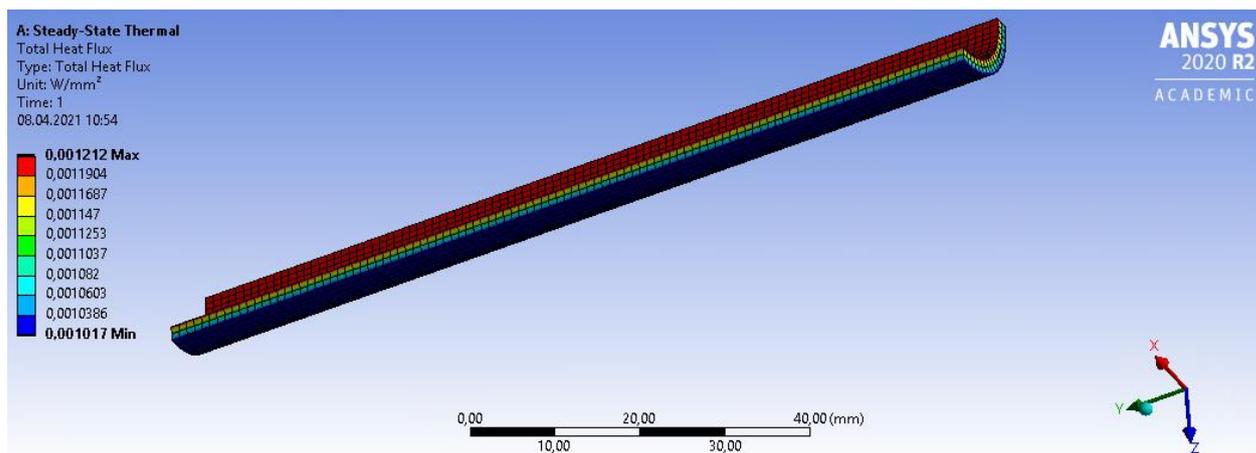


Рисунок 8 – Тепловой поток исследуемой трубки теплообменной секции без оребрения

Как можно видеть из результатов температурного поля и теплового потока, для лучшего охлаждения природного газа и защиты трубок от температурного

воздействия, вызванного расширением металла и прочими воздействиями, целесообразнее использовать металлическое оребрение.

На следующем этапе в соответствии с проектом было выбрано оребрение трубок с коэффициентом оребрения, равным β . При этом, высота ребра по проекту была равной h мм, шаг оребрения s мм; ширина ребра b мм. Выполненное оребрение из углеродистой стали представлено на рис. 9-10.

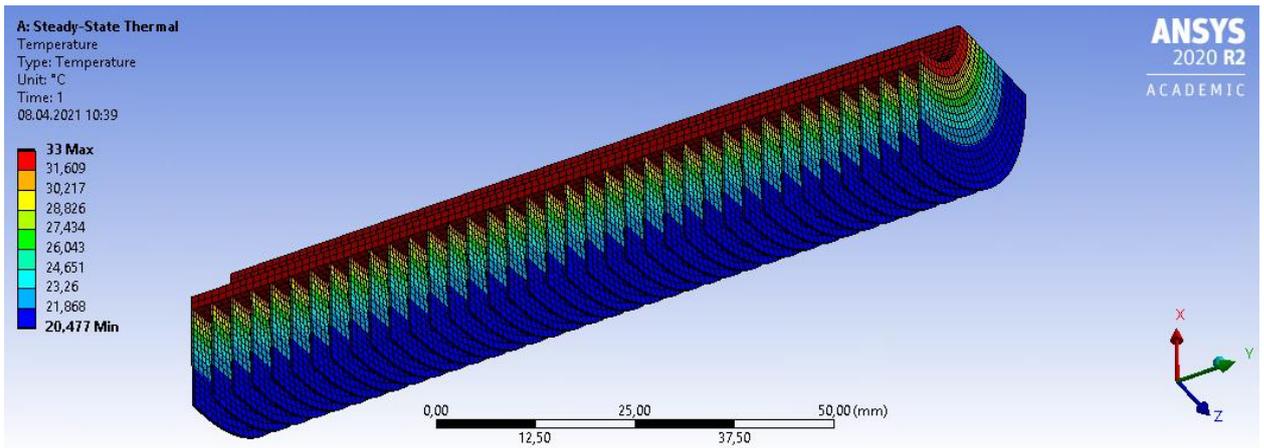


Рисунок 9 – Температурное поле оребренной стальной трубки теплообменной секции

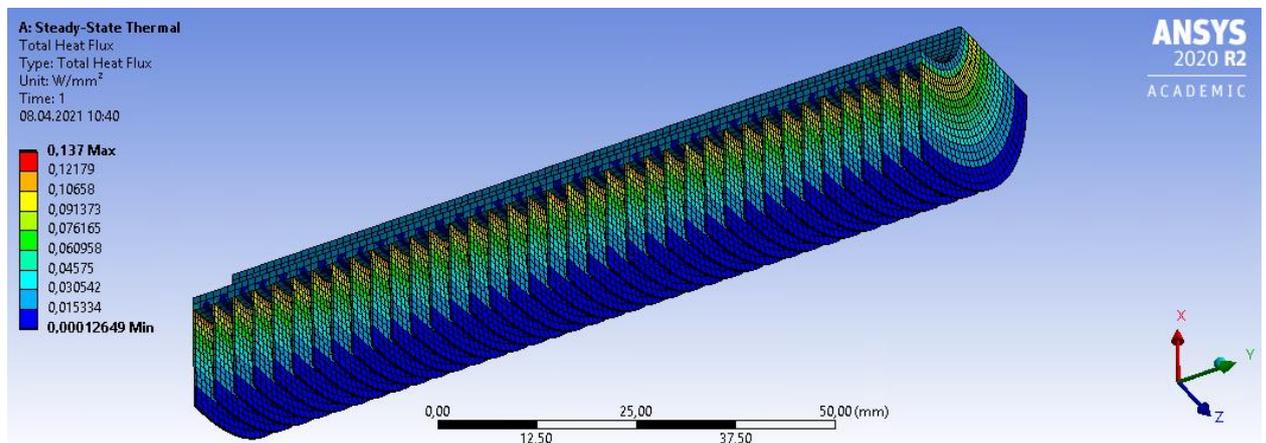


Рисунок 10 – Тепловой поток оребренной стальной трубки теплообменной секции

С целью повышения эффективности охлаждения было принято решение задать материалом оребрения не углеродистую сталь, а алюминий, а затем и магниевый сплав; изотропная теплопроводность которых в несколько раз выше, чем у стали. Полученные результаты отображены на рис. 11-14.

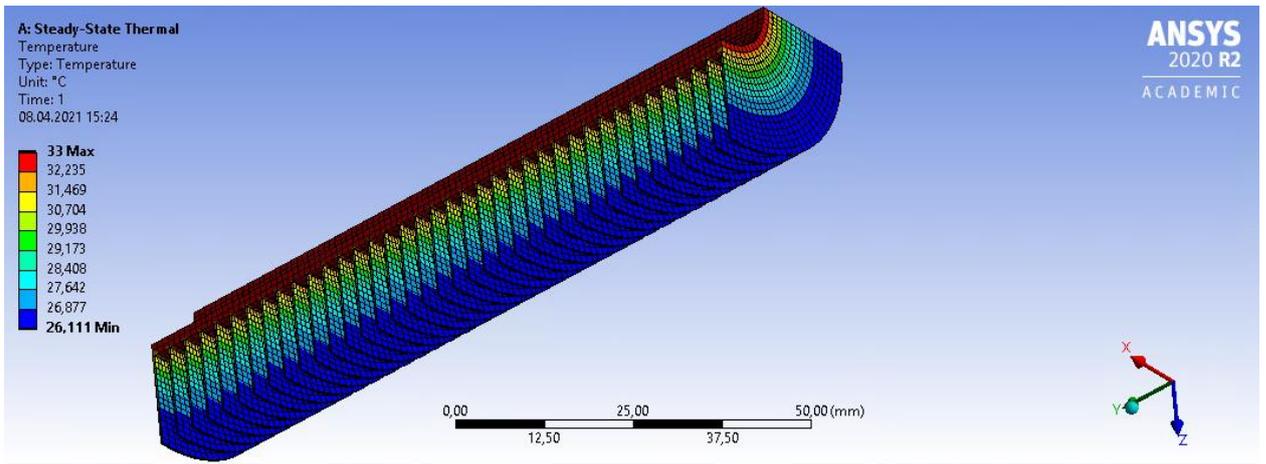


Рисунок 11 – Температурное поле оребренной алюминием трубки теплообменной секции

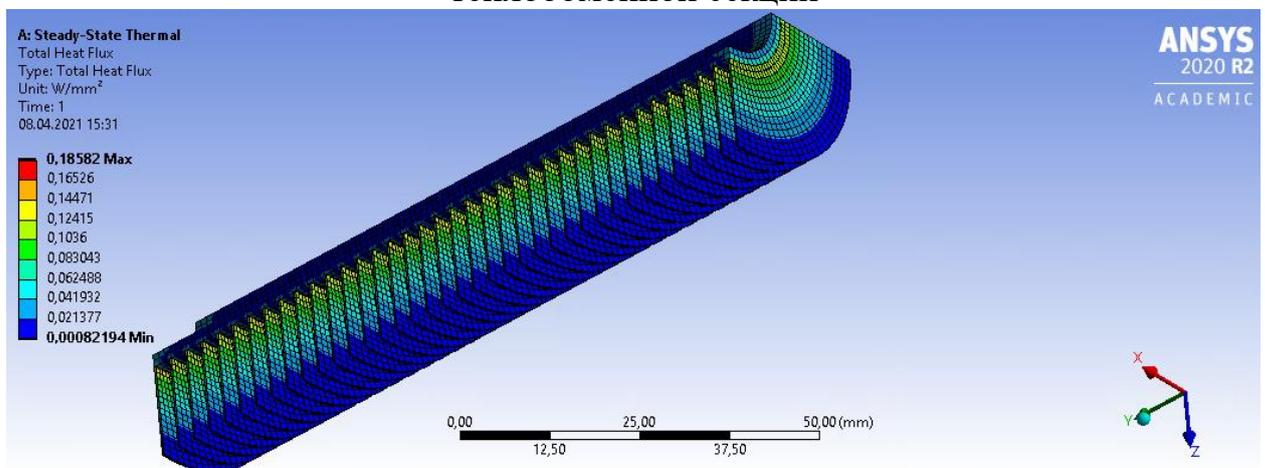


Рисунок 12 – Распределение теплового потока оребренной алюминием трубки теплообменной секции

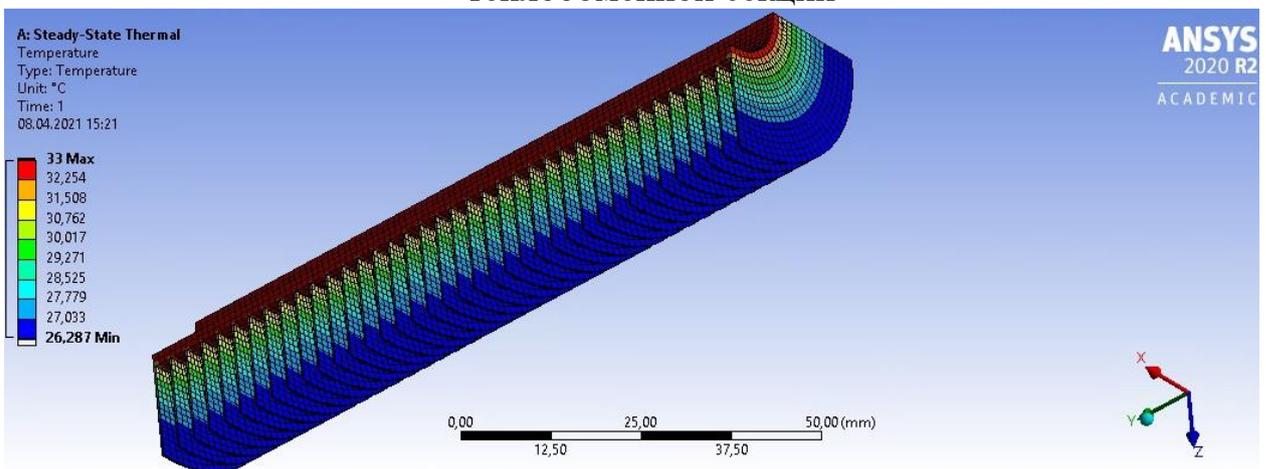


Рисунок 13 – Температурное поле оребренной магниевым сплавом трубки теплообменной секции

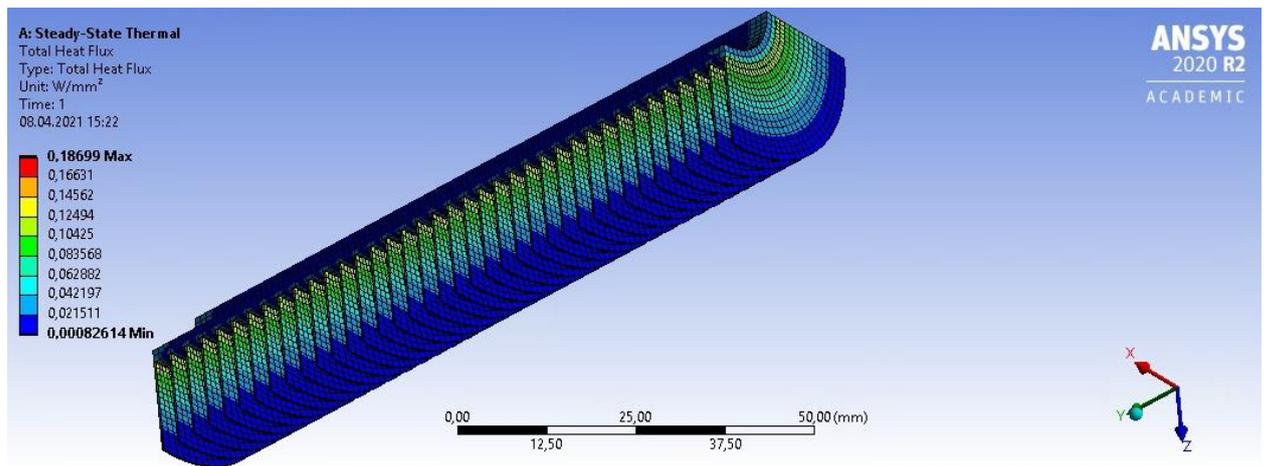


Рисунок 14 – Распределение теплового потока оребренной магниевым сплавом трубки теплообменной секции

Использованием алюминиевых и магниевых ребер возможно добиться большего охлаждения метана, но в качестве эксперимента, рассчитаем металлическое оребрение трубки теплообменной секции, выполненное из медного сплава (рис. 15-16).

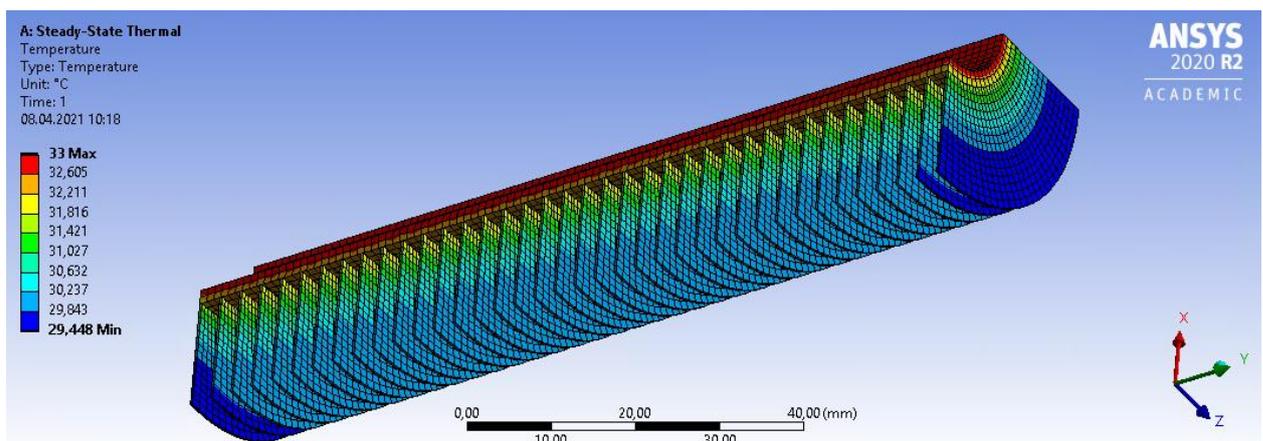


Рисунок 15 – Температурное поле оребренной медным сплавом трубки теплообменной секции

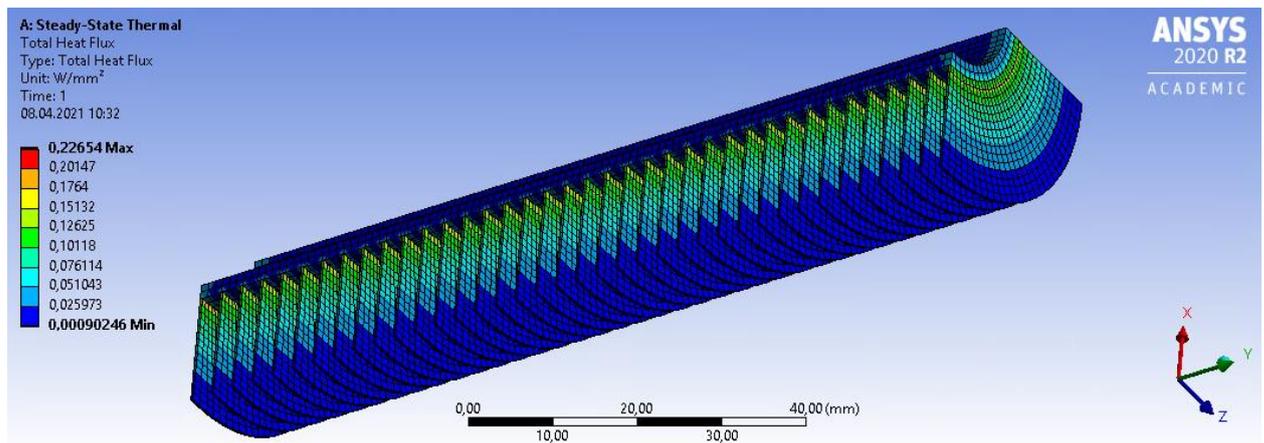


Рисунок 16 – Распределение теплового потока оребренной медным сплавом трубки теплообменной секции

Характеристики материалов металлических ребер, используемые в расчетах, приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Характеристики материалов, использованные Steady State Thermal (Ansys Workbench) [ГОСТ-550-75]

Материал изготовления	Свойство материала	Величина
Углеродистая сталь (ст 20)	Изотропная теплопроводность, Вт/(м·°С)	■
	Плотность, кг/м ³	■
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)	■
	Предел прочности на разрыв, МПа	■
	Предел текучести при сжатии, МПа	■
	Предел прочности при растяжении, МПа	■
	Изотропное удельное сопротивление, Ом·м	■
Алюминий	Изотропная теплопроводность, Вт/(м·°С)	■
	Плотность, кг/м ³	■
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)	■
	Предел прочности на разрыв, МПа	■
	Предел текучести при сжатии, МПа	■
	Предел прочности при растяжении, МПа	■
	Изотропное удельное сопротивление, Ом·м	■
Медный сплав	Изотропная теплопроводность, Вт/(м·°С)	■
	Плотность, кг/м ³	■
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)	■
	Предел прочности на разрыв, МПа	■
	Предел текучести при сжатии, МПа	■
	Предел прочности при растяжении, МПа	■
	Изотропное удельное сопротивление, Ом·м	■

Магниевый сплав	Изотропная теплопроводность, Вт/(м·°С)	■
	Плотность, кг/м ³	■
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)	■
	Предел прочности на разрыв, МПа	■
	Предел текучести при сжатии, МПа	■
	Предел прочности при растяжении, МПа,	■
	Изотропное удельное сопротивление, Ом·м	■

Таким образом, при подаче вентилятором воздуха на оребренные теплообменные трубки секции аппарата воздушного охлаждения с коэффициентом конвективного теплообмена в ■ Вт/м²·°С наиболее эффективным вариантом исполнения трубок является медный сплав, однако вследствие экономической нецелесообразности в выполнении оребрения теплообменных трубок из медного сплава, рассчитаны возможные алюминиевые и магниевые оребрения, воспринимающие относительно высокие по величине тепловые нагрузки (порядка 0,186 Вт/мм² для алюминия и 0,187 Вт/мм² для магния против 0,22 Вт/мм² для меди) и в достаточной степени прогревающиеся алюминиевые и магниевые оребрения (минимальная температура алюминиевых (26,11 °С) и магниевых (26,29 °С) материалах изготовления оребрения на крышках ребер против 29 °С для меди), тем самым наилучшим образом защищая трубки теплообменной секции и увеличивая срок эксплуатации вложив при этом рациональное количество денежных средств. Среднее значение критерия сходимости потока составило $0,88 \cdot 10^{-5}$, что означает о средней достоверности построенной расчетной модели установившегося теплового поля в 87,62 % выполненной задачи решения уравнения стационарной теплопроводности.

Так, при выборе магниевого оребрения по отношению к алюминиевому эффективность теплопереноса будет выше на 0,6 %; в то время как температура будет распределяться на 0,7 % эффективнее.

4.5.1. Аналитический тепловой расчет АВО газа

Исходные данные теплового расчета АВО приведены в табл. 3.

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таблица 3 – Исходные данные теплового расчета АВО

Название характеристики	Единицы измерения	Значение
Массовый расход M_1	кг/с	■
Температура газа на входе в АВО t_1	°С	■
Давление газа P_1	МПа	■
Температура воздуха на входе в аппарат τ_1	°С	■
Расход воздуха (производительность вентилятора)	м ³ /с	■
Коэффициент оребрения ϕ	-	■
Диаметр оребрения D_{op}	мм	■
Наружный диаметр трубок d_n	мм	■
Внутренний диаметр трубок $d_{вн}$	мм	■
Высота ребра h	мм	■
Толщина ребра δ	мм	■
Шаг ребер t	мм	■
Теплопроводность ребер λ	Вт/(м·К)	■

Для расчета АВО был принят аппарат воздушного охлаждения горизонтального типа ■, который эксплуатируется на ■. В нем: число секций – ■ шт., в каждой секции ■ ряда трубок длиной ■ м, которые образуют один ход со стороны газа. Поверхность теплообмена $N_{сек} = \text{■ м}^2$; $N_{ап} = \text{■ м}^2$. Число вентиляторов на один аппарат – ■ шт (из расчета рабочего колеса ■).

Задача теплового расчета: определить поверхность охлаждения АВО и сравнить её с фактической.

Теоретические сведения

Тепловой расчет сводится к совместному решению уравнения теплового баланса и уравнения теплопередачи [33, Степанов О.А.]:

$$Q = W_1 \cdot \Delta t \cdot \eta = W_2 \cdot \Delta \tau = k \cdot N \cdot \Delta t_{cp}^{лог}, \quad (9)$$

где W_1, W_2 – соответственно водяные эквиваленты горячего и холодного теплоносителей, кДж/с ($W_1 = M_1 \cdot C_{P1}^{cp}$; $W_2 = M_2 \cdot C_{P2}^{cp}$);

C_{P1}^{cp}, C_{P2}^{cp} – удельные теплоемкости горячего и холодного теплоносителей, кДж/(кг·°C);

$\Delta t, \Delta \tau$ – разности температур горячего и холодного теплоносителей, °C.
 $\Delta t = t_1 - t_2, \Delta \tau = \tau_2 - \tau_1$;

t_1, τ_1 – начальные температуры горячего и холодного теплоносителей, °C;

t_2, τ_2 – конечные температуры горячего и холодного теплоносителей, °C;

η – коэффициент полезного действия теплообменного аппарата (как правило, в расчетах принимается равным единице);

KN – водяной эквивалент поверхности теплообмена, кВт/°C;

K – коэффициент теплопередачи, кВт/(м²·°C);

N – поверхность теплообмена, м²;

$\Delta t_{cp}^{лог}$ – средняя разность температур процесса теплопередачи, °C.

В случае природного газа, за который принимаем метан принимаем следующие коэффициенты:

При $P_1 = \blacksquare$ МПа, $T_{га}^{cp} = \blacksquare$ К;

Теплофизические характеристики соответственно равны:

$C_{P1}^{cp} = \blacksquare$ кДж/(кг·К) [33, Степанов О.А., приложение А3];

$v_{газ} = \blacksquare^{-6}$ м²/с [33, Степанов О.А., приложение Б1];

$\lambda_{газ} = \blacksquare^{-3}$ Вт/(м·К) [33, Степанов О.А., приложение Б2];

$\rho_{газ} = \blacksquare$ кг/м³.

В случае воздуха принимаем следующие коэффициенты:

При $T_{возд}^{cp} = 276,7$ К;

Теплофизические характеристики соответственно равны:

$C_{P2}^{cp} = \blacksquare$ кДж/(кг·К);

$v_{возд} = \blacksquare^{-6}$ м²/с;

$\lambda_{возд} = \blacksquare^{-2}$ Вт/(м·К);

$Pr = \blacksquare$ [33, Степанов О.А., приложение Б3];

$\rho_{возд} = \blacksquare$ кг/м³.

Коэффициент теплопроводности определяется по значению коэффициента Прандтля:

$$Pr = \frac{\mu \cdot C_P}{\lambda} - \lambda = \frac{\mu \cdot C_P}{P_2} = \frac{\rho \cdot V \cdot C_P}{P_2}. \quad (10)$$

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

На основе данных охлаждения [35, Хворов Г.А.] охлажденный газ на выходе принимаем $t_2 = 10,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Решение

1) Первоначально определялся тепловой поток, который передаётся от метана в аппарат воздушного охлаждения в соответствии с уравнением:

$$Q = M_1 \cdot C_{p1}^{cp} \cdot (t_1 - t_2) \cdot \eta = 120 \cdot 2,53 \cdot (33 - 10,2) \cdot 1 = 6922 \text{ кВт} = 6,922 \text{ МВт}. \quad (11)$$

2) Далее рассчитана температура воздуха, который выходит из аппарата, по данному уравнению:

$$t_2 = t_1 + \frac{M_1 \cdot C_{p1}^{cp} \cdot (t_1 - t_2)}{M_2 \cdot C_{p2}^{cp}} = 0 + \frac{6922}{449,6 \cdot 1,005} = 15,32 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (12)$$

3) При этом, средняя температура метана посчитана, как:

$$t_{\text{газ}}^{cp} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{33 + 10,2}{2} = 21,6 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (13)$$

4) В то же время, средняя температура воздуха определена в соответствии с:

$$t_{\text{воз}}^{cp} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{0 + 15,32}{2} = 7,66 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (14)$$

5) На следующем этапе важным было определиться со средней скоростью метана в аппарате воздушного охлаждения:

$$\omega_{\text{газ}} = \frac{M_1}{\rho_{\text{газ}} \cdot F_{\text{п.с.}}} = \frac{120}{38 \cdot 0,053} = 59,58 \text{ м/с}. \quad (15)$$

где $F_{\text{п.с.}}$ – площадь поперечного сечения со стороны метана, м^2 .

6) Критерий Рейнольдса в ходе движения метана также посчитан:

$$\text{Re}_{\text{газ}} = \frac{\omega_{\text{газ}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\text{газ}}} = \frac{59,58 \cdot 0,021}{14 \cdot 10^{-6}} = 89370. \quad (16)$$

Так как $\text{Re} > 10^4$ то средний по длине трубок коэффициент теплоотдачи рассчитывается исходя из уравнения подобия следующим образом.

7) Для начала, разобрались с критерием Нуссельта для метана:

$$\text{Nu}_{\text{газ}} = 0,021 \cdot \text{Re}_{\text{газ}}^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\text{газ}}^{0,43} = 0,021 \cdot 89370^{0,8} \cdot 0,72^{0,43} = 166. \quad (17)$$

8) А коэффициент теплоотдачи со стороны метана посчитан, как:

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$\alpha_{газ}^{cp} = \frac{Nu_{газ} \cdot \lambda_{газ}^{cp}}{d_{вн}} = \frac{166 \cdot 40 \cdot 10^{-3}}{0,021} = 316,2 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}). \quad (18)$$

9) Со скоростью воздуха в узком сечении секции аппарата аналогично:

$$\omega_{возд} = \frac{A \cdot V \cdot k_{жс}}{\rho_{возд}} = \frac{0,105 \cdot 960 \cdot 0,94}{1,28} = 74 \text{ м} / \text{с}. \quad (19)$$

где A – коэффициент, который зависит от типа АВО и коэффициента оребрения трубок [33, Степанов О.А., табл. 3.2];

V – объёмный расход воздуха на аппарате, м³/ч (переведено из м³/с и умножено на количество вентиляторов);

$k_{жс}$ – коэффициент, который учитывает влияние жалюзи и принимается у всех аппаратов равным 0,94.

10) Также, разбираемся с критерием Рейнольдса при движении уже воздуха:

$$Re_{возд} = \frac{\omega_{возд} \cdot d_{н}}{\nu_{возд}} = \frac{74 \cdot 0,025}{13,65 \cdot 10^{-6}} = 135531. \quad (20)$$

11) И на заключительном этапе стал подсчет критерия Нуссельта для воздуха:

$$\begin{aligned} Nu_{возд} &= 0,223 \cdot Re_{возд}^{0,65} \cdot \left(\frac{d_{н}}{b}\right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h_p}{b}\right)^{-0,14} = \\ &= 0,223 \cdot 135531^{0,65} \cdot \left(\frac{0,025}{0,0025}\right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{0,015}{0,0025}\right)^{-0,14} = 108,44; \end{aligned} \quad (21)$$

где $d_{н}$ – наружный диаметр трубок, м;

h_p – высота ребра, м;

b – шаг ребер, м.

12) Так, коэффициент теплоотдачи со стороны воздуха:

$$\alpha_{возд}^{cp} = \frac{Nu_{возд} \cdot \lambda_{возд}^{cp}}{d_{н}} = \frac{108,44 \cdot 2,5 \cdot 10^{-2}}{0,025} = 108,44 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}). \quad (22)$$

13) Среднюю разность температур теплоносителя рассчитали в соответствии с методикой Н.И. Белокопя по формуле:

$$\Theta_m = \frac{\Theta_1 - \Theta_2}{\ln \frac{\Theta_1}{\Theta_2}}, \quad (23)$$

где Θ_1 и Θ_2 – наибольшая и наименьшая разности температур соответственно, определявшиеся в соответствии с уравнениями:

$$\Theta_1 = \Theta_{cp}^{ap} + 0,5 \cdot \Delta T; \quad \Theta_2 = \Theta_{cp}^{ap} - 0,5 \cdot \Delta T. \quad (24)$$

Среднеарифметическая разность температур посчитана как:

$$\begin{aligned} \Theta_{cp}^{ap} &= 0,5 \cdot (t_1 + t_2) - 0,5 \cdot (\tau_1 + \tau_2). \\ \Theta_{cp}^{ap} &= 0,5 \cdot (33 + 10,2) - 0,5 \cdot (0 + 15,32) = 13,94 \text{ } ^\circ\text{C}. \end{aligned} \quad (25)$$

Характеристическая разность температур определена:

$$\Delta T = \sqrt{(\Delta t + \Delta \tau)^2 - 4 \cdot P \cdot \Delta t \cdot \Delta \tau}, \quad (26)$$

где $P = 0,5869$ – индекс противоточности схемы теплообменного аппарата, который был принят [33, Степанов О.А., табл. 3.1] при числе пересечения $n = 1$

и отношении
$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{M_1 \cdot C_{P1}^{cp}}{M_2 \cdot C_{P2}^{cp}} = \frac{M_1 \cdot C_{P1}^{cp}}{V \cdot \rho_{\text{возд}} \cdot C_{P2}^{cp}} = \frac{120 \cdot 2,53}{44,44 \cdot 1,28 \cdot 1,005} = 0,53.$$

После подстановки значений имеем:

$$\Delta T = \sqrt{(22,8 + 15,32)^2 - 4 \cdot 0,5869 \cdot 22,8 \cdot 15,32} = 25,16 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (27)$$

Начальная разность температур:

$$\Theta_1 = 13,94 + 0,5 \cdot 25,16 = 26,52 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (28)$$

Конечная разность температур:

$$\Theta_2 = 13,94 - 0,5 \cdot 25,16 = 1,36 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (29)$$

Средняя разность температур теплоносителей [Степанов, 33]:

$$\Delta t_{cp}^{лог} = \frac{\Theta_1 - \Theta_2}{\ln \frac{\Theta_1}{\Theta_2}} = \frac{26,52 - 1,36}{\ln \frac{26,52}{1,36}} = 16,94 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (30)$$

14) Коэффициент эффективности ребра рассчитан, как:

$$E = \frac{th\left(\frac{l}{\delta} \cdot \sqrt{2 \cdot Bi}\right)}{\frac{l}{\delta} \cdot \sqrt{2 \cdot Bi}} = \frac{th\left(\frac{0,015}{0,00033} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{108,44 \cdot 0,00033}{156}}\right)}{\frac{0,015}{0,00033} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{108,44 \cdot 0,00033}{156}}} = 0,77; \quad (31)$$

где $\frac{th\left(\frac{l}{\delta} \cdot \sqrt{2 \cdot Bi}\right)}{\frac{l}{\delta} \cdot \sqrt{2 \cdot Bi}}$ – гиперболический тангенс;

l – высота ребра (0,015 м);

δ – толщина ребра (0,00033 м);

Bi – критерий Био $Bi = \frac{\alpha_p \cdot \delta}{\lambda}$ – важная характеристика процесса теплообмена на границе твердая поверхность – окружающая среда. Является отношением внутреннего термического сопротивления теплопроводности δ / λ к внешнему термическому сопротивлению теплоотдачи ($1 / \alpha_p$).

15) Расчет приведенного коэффициента теплоотдачи от ребристой поверхности к воздуху, которая отнесена к внешней поверхности нагрева и учитывает неравномерность теплообмена по поверхности ребра, производится по соответствующему уравнению:

$$\alpha_{2np} = \alpha_2^{возд} \cdot \left(E \cdot \frac{H_p}{H_{p.c.}} + \frac{H_c}{H_{p.c.}} \right) = \quad (32)$$

$$= 108,44 \cdot \left(0,77 \cdot \frac{15900}{16600} + \frac{700}{16600} \right) = 84,6 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

16) Коэффициент теплопередачи для чистой ребристой трубки, которая отнесена к ребристой поверхности, посчитан по уравнению:

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_{газ}} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} \right) \cdot \varphi + \frac{1}{\alpha_{2np}}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{316,2} + \frac{0,002}{156} \right) \cdot 25 + \frac{1}{84,6}} = 24,96 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}). \quad (33)$$

где $\alpha_{газ}$ – коэффициент теплоотдачи от метана к стенке трубок, Вт/(м²·К);

δ_c, λ_c – толщина и коэффициент теплопроводности материала стенки трубки;

$\varphi = \frac{H_{p.c.}}{H_c}$ – коэффициент оребрения;

α_{2np} – приведенный коэффициент теплоотдачи от ребристой поверхности к воздуху, Вт/(м²·К).

17) Определение требуемой (расчетной) поверхности теплообмена аппарата:

$$H_p = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}^{лог}} = \frac{6,922 \cdot 10^6}{24,96 \cdot 16,94} = 16371 \text{ м}^2. \quad (34)$$

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Фактическая поверхность теплообмена у существующего аппарата составляет 16614 м², расхождение расчетного значения с фактическим составляет 2 %.

18) Расчет эффективности ТА

Эффективность теплообменного аппарата (в соответствии с уравнением теплового баланса водяные эквиваленты соответственно равны $W_1 = 30,36$ кДж/с; $W_2 = 57,16$ кДж/с. $W_2 > W_1$) рассчитана, как:

$$E = \frac{W_2 \cdot (\tau_2 - \tau_1)}{W_1 \cdot (t_2 - t_1)} = \frac{57,16 \cdot (15,32 - 0)}{30,36 \cdot (33 - 0)} = 0,87. \quad (35)$$

В целях проверки правильности проведенного расчета необходимо было воспользоваться следующим уравнением [Степанов, 33]:

$$E = \frac{1 - \exp\left[-\frac{k \cdot H}{W_{\min}} \cdot \left(1 + \frac{W_{\min}}{W_{\max}}\right)\right]}{1 + W_{\min} / W_{\max}} = \frac{1 - \exp\left[-\frac{24,96 \cdot 16370}{30,36} \cdot \left(1 + \frac{30,36}{57,16}\right)\right]}{1 + 30,36 / 57,16} = 0,85. \quad (36)$$

Таким образом, расчет был проведен верно. В ходе выбора магниевого сплава как материала изготовления оребрения трубок теплообменной секции расчет оправдал теплообмен нагретого природного газа с воздухом, подаваемым шестью вентиляторами аппарата воздушного охлаждения. Правильно подобрана величина коэффициента теплопередачи (25 против расчетных 24,96 Вт/(м²·К). Расчеты подтверждают достаточную эффективность охлаждения газа магниевым оребрением с достаточной эффективностью (порядка 85-87 %). Несовершенство охлаждения объясняется неидеальными условиями, а также выбранным материалом: к примеру, коэффициент теплопередачи у меди более чем в 2 раза превосходит теплопередачу алюминия и магния, однако использование медного оребрения не представляется возможным вследствие экономической нецелесообразности.

					Методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

5. Расчет показателей энергоэффективности КС

Рассмотрим в качестве примера рациональность в замене восьми агрегатов ГТК-10М (схема работы нагнетателей 3×2+2) магистрального газопровода Уренгой-Петровск на 4 агрегата ГПА-16 «УРАЛ» (схема работы 3×1+1), либо на 3 агрегата ГПА-25 «ДНЕПР» (схема 2×1+1); а также на 2 агрегата ГПА-32 «ЛАДОГА» (схема 1 рабочий, 1 в резерве) [16, Булыгина Л.В.].

В соответствии с [4, СТО Газпром 2-3.5-051-2006] расход топливного газа возможно рассчитывать по следующей формуле:

$$q_{mz} = q_{mz}^0 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N_n}{N_e^p} + 0,25 \cdot K_{Pa} \cdot \sqrt{\frac{T_\alpha}{288}} \right) \cdot K_{mz} \cdot K_n, \quad (37)$$

где $q_{mz}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot N_e^0}{\eta_e \cdot Q_{tc}}$ – номинальный расход топливного газа, тыс. м³/ч;

$K_{тг}$ – коэффициент технического состояния ГТУ по топливу (принимается равным 0,95);

N_n – мощность, потребляемая центробежным нагнетателем, МВт;

η_e – номинальный КПД ГТУ;

Q_{tc} – теплота сгорания топливного газа, 46100 кДж/м³;

K_{pa} – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря, принимается 0,988 [4, СТО Газпром 2-3.5-051-2006];

N_e^0 – номинальная мощность ГТУ, МВт;

T_α – расчетная температура атмосферного воздуха, К;

K_n – коэффициент влияния относительной скорости вращения ротора силовой турбины (учитывается в коэффициенте K_N).

Коэффициент использования мощности используется для того, чтобы продемонстрировать эффективность использования установленной во время работы агрегата мощности [4, СТО Газпром 2-3.5-051-2006]:

$$K_u = \frac{N_n}{N_e^p}, \quad (38)$$

Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Кротов А.А.			Расчет показателей энергоэффективности КС	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.						57	113
Консульт.									
Рук. ООП		Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ ГРУППА		ИШПР 2БМ91	

где N_n – потребляемая мощность, МВт;
 N_e^p – располагаемая мощность ГТУ, МВт; которую, согласно [16, Кузнецова М.И.], определяют по следующей формуле:

$$N_e^p = N_e^0 \cdot K_N \cdot K_t \cdot K_y \cdot K_n \cdot K_{pa}, \quad (39)$$

где K_N – коэффициент технического состояния ГТУ (по мощности), принимается равным 0,95;

K_t – коэффициент, который учитывает влияние температуры атмосферного воздуха;

K_y – коэффициент, который учитывает наличие утилизатора атмосферного воздуха. Если утилизатор присутствует, тогда коэффициент будет составлять 0,985.

Влияние температур атмосферного воздуха учитывается коэффициентом K_t в соответствии с формулой:

$$K_t = 1 - k_t \cdot \frac{T_a - 288}{T_a}, \quad (40)$$

где k_t – поправочный коэффициент, был принят равным 3,0.

Расчетную температуру атмосферного воздуха (обозначен T_a) на входе в газотурбинную установку определяют по следующей формуле:

$$T_a = T_a^{cp} + 5, \quad (41)$$

где T_a^{cp} – средняя температура атмосферного воздуха расчетного календарного периода, К. Средняя температура воздуха за исследуемый период – год, в соответствии с краткой информацией природно-климатической характеристики изучаемого района размещения объекта исследования, оказалась равной минус 3,5 °С, что соответствует 269,65 °К. Таким образом, по аналогии вышеуказанной формулы, расчетная среднегодовая температура атмосферного воздуха составляет:

$$T_a = 269,65 + 5 = 274,65 \text{ } ^\circ\text{K}.$$

В итоге, температурный коэффициент K_t будет равен:

$$K_t = 1 - 3 \cdot \frac{274,65 - 288}{274,65} = 1,146.$$

Таблица 4 – Исходные данные для трёх агрегатов [16, Булыгина Л.В.; 30, РЭП Холдинг]

Наименование параметра	Обозначение, единицы измерения	ГТК-10М1 (группы)	ГПА-16	ГПА-25	ГПА-32
Располагаемая мощность ГПА	N_e^p , МВт	19,0	15,2	23,75	31,2
Мощность, потребляемая центробежным нагнетателем	N_n , МВт	13,7	12,5	19,1	30,4
Номинальный КПД ГТУ (политропный)	η_e	0,805	0,865	0,846	0,850
Объёмный расход на входе ЦБН	Q_{1n} , м ³ /мин	335,6	335,6	503,4	563,4
Внутренняя мощность ЦБН	N_i , МВт	12,6	11,7	18,0	21
Располагаемая мощность КЦ	$N_{e\text{ КЦ}}^p$, МВт	56,9	45,6	47,5	62,4

При расчетах за номинальную мощность ГТУ N_e^0 на агрегатах с ГТК-10М1 была принята величина 10 МВт; ГПА-16 – 16 МВт; ГПА-25 – 25 МВт и ГПА-32 «Ладога» – 32 МВт.

Используя исходные данные, расположенные выше, возможно посчитать группу из любых агрегатов. К примеру, для агрегатов ГТК-10М1 начало расчетов проводилось с номинального расхода топливного газа:

$$q_{mg}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 10^6}{0,805 \cdot 46100 \cdot 10^3} = 9,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Далее рассчитывалось количество топливного газа ГТУ, которое составило:

$$q_{mg} = 9,7 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{13,7}{19} + 0,25 \cdot 0,988 \cdot \sqrt{\frac{274,65}{288}} \right) \cdot 0,95 = 7,01 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Располагаемую мощность ГТУ в МВт определял следующим образом:

$$N^p_e = 13,7 \cdot 0,95 \cdot 1,146 \cdot 0,985 \cdot 0,988 = 14,52 \text{ МВт.}$$

Коэффициент использования мощности, соответственно, равнялся:

$$K_u = \frac{N_n}{N^p_e} = 0,721.$$

Для агрегатов ГПА-16 номинальный расход топливного газа составил:

$$q^0_{mz} = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 16 \cdot 10^6}{0,865 \cdot 46100 \cdot 10^3} \cdot 3 = 4,3 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Далее рассчитывалось количество топливного газа ГТУ, которое составило:

$$q_{mz} = 4,3 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{12,5}{15,2} + 0,25 \cdot 0,988 \cdot \sqrt{\frac{274,65}{288}} \right) \cdot 0,95 = 4,1 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Располагаемую мощность ГТУ в МВт определял следующим образом:

$$N^p_e = 12,5 \cdot 0,95 \cdot 1,146 \cdot 0,985 \cdot 0,988 = 13,24 \text{ МВт.}$$

Коэффициент использования мощности, соответственно, равнялся:

$$K_u = \frac{N_n}{N^p_e} = 0,822. \quad (42)$$

Для агрегатов ГПА-25 номинальный расход топливного газа составил:

$$q^0_{mz} = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 25 \cdot 10^6}{0,846 \cdot 46100 \cdot 10^3} \cdot 2 = 6,6 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Далее рассчитывалось количество топливного газа ГТУ, которое составило:

$$q_{mz} = 6,6 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{19,1}{23,75} + 0,25 \cdot 0,988 \cdot \sqrt{\frac{274,65}{288}} \right) \cdot 0,95 = 6,5 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Располагаемую мощность ГТУ в МВт определял следующим образом:

$$N^p_e = 19,1 \cdot 0,95 \cdot 1,146 \cdot 0,985 \cdot 0,988 = 20,24 \text{ МВт.}$$

Коэффициент использования мощности, соответственно, равнялся:

					Расчет показателей энергоэффективности КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$K_u = \frac{N_n}{N_e^p} = 0,804. \quad (43)$$

Для агрегатов ГПА-32 номинальный расход топливного газа составил:

$$q_{mz}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 32 \cdot 10^6}{0,85 \cdot 46100 \cdot 10^3} \cdot 2 = 7,88 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Далее рассчитывалось количество топливного газа ГТУ, которое составило:

$$q_{mz} = 7,88 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{30,4}{31,2} + 0,25 \cdot 0,988 \cdot \sqrt{\frac{274,65}{288}} \right) \cdot 0,95 = 6,9 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч.}$$

Располагаемую мощность ГТУ в МВт определял следующим образом:

$$N_e^p = 30,4 \cdot 0,95 \cdot 1,146 \cdot 0,985 \cdot 0,988 = 32,2 \text{ МВт.}$$

Коэффициент использования мощности, соответственно, равнялся:

$$K_u = \frac{N_n}{N_e^p} = 0,974. \quad (44)$$

Потребляемая мощность КЦ приравнивалась к мощностям, потребляемым центробежными нагнетателями, умноженными на количество включенных в нормальный рабочий процесс агрегатов, к примеру, на ГТК-10М1 она равна $13,7 \cdot 3 = 41$ МВт.

Таким образом, были получены следующие результаты по методике [16, Булыгина Л.В.]:

Таблица 5 – Результаты расчетов

Параметр	Обозначение, ед. измерения	ГТК-10М1	ГПА-16	ГПА-25	ГПА-32
Коэффициент использования мощности	K_u	0,721	0,822	0,804	0,974
Расход топливного газа	$q_{гт}$, тыс. м ³ /ч	7,01	4,10	6,50	6,90
Потребляемая мощность КЦ	$N_{н КЦ}$	41,02	37,35	38,25	39,55

Остальные данные поквартальных значений рассчитаны в соответствии с методикой [16, Булыгина Л.В.], таким образом, получены следующий результаты.

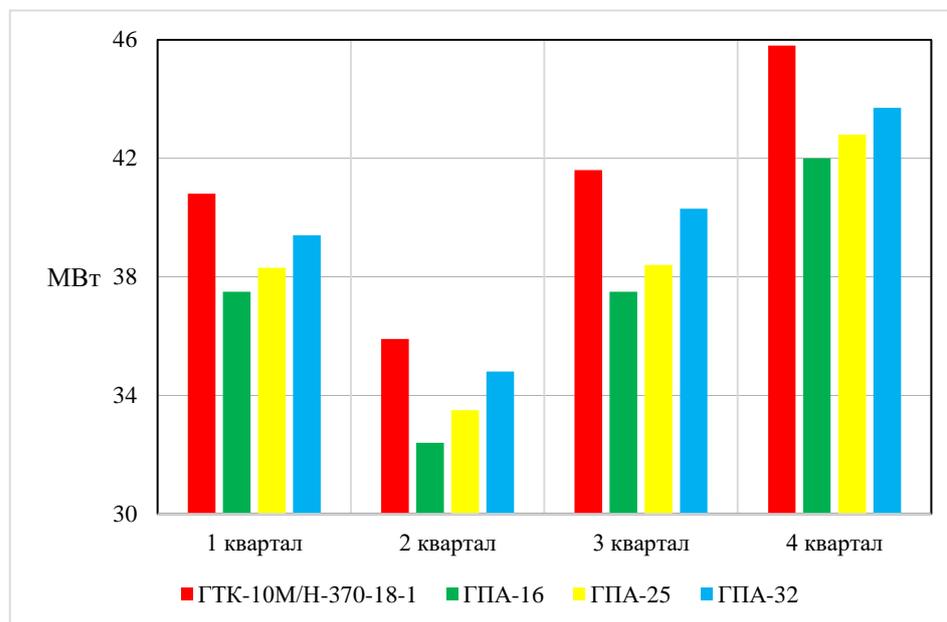


Рисунок 17 – Изменение потребляемой мощности компрессорного цеха за расчетный период

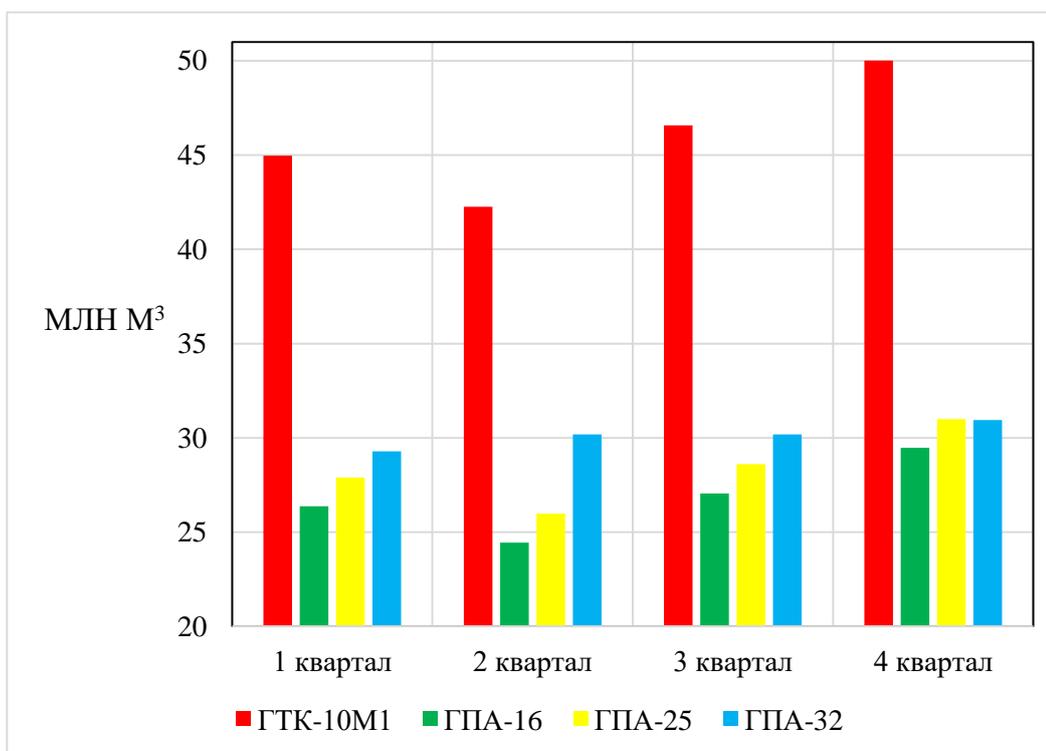


Рисунок 18 – Потребление топливного газа компрессорными цехами за расчетный период

Таким образом, в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 были рассчитаны показатели энергетической эффективности компрессорной станции. Ни для кого не секрет, что при установке агрегатов нового поколения с повышенным эффективным КПД ГТУ показатели возрастут. Расчеты показали, что по отношению к трем установленным устаревшим агрегатам ГТК-10М1 4 новых агрегата по схеме подключения $3 \times 1 + 1$ сократят потребление топливного газа на 42 % за год, в то же время 3 новых агрегата ГПА-25 со схемой подключения $2 \times 1 + 1$ способны к сокращению потребляемого газа на 38 % за год; а при подключении мощнейших агрегатов ГПА-32 «Ладога» речь пойдет о сокращении в потреблении топливного газа на 34 % [16, Булыгина Л.В.]. Потребляемая же мощность компрессорного цеха сократится на 9 % при обновлении агрегатов на ГПА-16 (рис. 17), на 7 % при «переворужении» на ГПА-25 и на 4 % при установке ГПА-32 [16, Булыгина Л.В.].

					<i>Расчет показателей энергоэффективности КС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В настоящее время проблема повышения энергетической эффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы является наиболее актуальной в связи с колоссальными объемами энергии, затрачиваемой на приводы агрегатов, электродвигателей аппаратов воздушного охлаждения и прочих объектов, входящих в состав станции. Максимально возможное снижение затрачиваемых ресурсов на дальнейшую транспортировку метана – основная задача, которую ставит перед собой любая нефтегазовая компания.

Природный газ является топливом, обладающим одним из наивысших показателей теплоты сгорания, порядка 40 МДж/м³, поэтому его запасы столь востребованы на мировом рынке. В связи с этим, эксплуатация объектов газопровода, к которым и относится объект исследования магистерской диссертации – компрессорная станция «Зейская 7а», расположенная вблизи г. Свободный на территории Амурской области, является одним из важнейших элементов деятельности компании ПАО «Газпром», которая выступает собственником единой газотранспортной системы России.

Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» своей целью перед собой ставит оценку перспективности, альтернатив научного исследования, определение его уровня возможных рисков, бюджета и эффективности с экономической точки зрения.

В ходе достижения данной цели необходимо решить поставленные задачи.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					64	113
<i>Консульт.</i>		<i>Романюк В.Б.</i>				<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ91</i>		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

1. Организовать работы научно-технического исследования.
2. Выполнить планировку этапов выполнения исследования.
3. Определить коммерческий потенциал и перспективность научного исследования.
4. Рассчитать бюджет научного исследования.
5. Определить социальную, экономическую эффективность исследования.

Темой магистерской диссертации является «Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы». Она содержит анализ существующей газотранспортной системы РФ, а также методов повышения энергетической эффективности объектов КС. Кроме того, выбранный объект исследования имеет проложенные участки подводящего газопровода в особо опасных климатических условиях.

В целях проведения предпроектного анализа необходимо было проанализировать потребителей результатов научного исследования, для чего – изучить целевой рынок, а также провести его сегментирование.

К целевому рынку, требующему усовершенствованные методы повышенной энергетической эффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы относится каждая организация, входящую в эту систему и эксплуатирующая ту или иную компрессорную станцию (дожимную, головную, промежуточную).

В рассматриваемой области к сегментам рынка следует относить следующие.

1. Газоперерабатывающие заводы.
2. Потребители – физические лица: теплоснабжение объектов индивидуального жилого строения.
3. Юридические лица (от металлургической промышленности до теплоснабжения пунктов здравоохранения и общественного питания).

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

6.2. Анализ конкурентных технических решений

В ходе анализа конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности, ресурсосбережения была проведена оценка сравнительной эффективности научного исследования и определены направления его будущего повышения.

В ходе проведения научного исследования рассмотрены принципы повышения энергетической эффективности на основе рационального использования аппаратов воздушного охлаждения, предложен метод повышения теплоотдачи нагретого посредством сжатия природного газа. Альтернативой проведения данного научного исследования считаю повышение эффективности самой газотурбинной установки, будь то введение регенератора в рабочую схему процесса или же турбокомпрессорного утилизатора.

Научная и конкурентная разработка оцениваются по каждому показателю экспертным путем в пятибалльной шкале, где 1 – слабая сторона исследования, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме составляют 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле.

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (45)$$

где K – конкурентоспособность исследования или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Табл. 6 содержит оценочную карту, в которой приведены конкуренты научной разработки в области повышения энергетической эффективности компрессорной станции, а конкретно: Ф – повышение энергетической эффективности изменением работы АВО, а k_1 – разработка, направленная на повышение эффективности самой ГТУ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Простота сооружения	0,10	5	3	0,5	0,3
2. Технологичность	0,15	4	5	0,6	0,75
3. Повышение производительности	0,25	4	4	1,0	1,0
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Время	0,10	4	3	0,4	0,3
2. Цена	0,15	5	4	0,75	0,6
3. Финансирование	0,25	4	3	1,0	0,75
Итого:	1			4,25	3,7

Б_ф – научное исследование (АВО);

Б_{к1} – конкурентное исследование (ГТУ).

Критерии сравнительного анализа научных исследований и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 6, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Так, исходя из полученных результатов, можно утверждать, что проведенное научное исследование по своей конкурентоспособности превосходит конкурента ($4,25 > 3,7$). Из табл. 1 нетрудно заметить, что по всем критериям, кроме технологичности изменение работы АВО одерживает верх над изменением работы самой ГТУ.

6.3. SWOT-анализ

SWOT– (Strengths – сильные стороны, Weaknesses – слабые стороны, Opportunities – возможности и Threats – угрозы) – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

На первом этапе SWOT-анализа необходимо было описать сильные, слабые стороны исследования, выявить возможности и угрозы его реализации,

возможно проявленные в его внешней среде. Результаты первого этапа анализа отображены в табл. 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Низкая стоимость научного исследования.</p> <p>С2. Развитие методов повышения энергоэффективности компрессорной станции.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие системы научных разработок в данной области (эффективность КС).</p> <p>Сл2. Большие материальные вложения при эффективном исследовании.</p> <p>Сл3. Необходим точный и аккуратный расчет и в дальнейшем монтаж разработанной технологии и оборудования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Усовершенствование способов повышения энергетической эффективности КС.</p> <p>В2. Создание экологически чистой организации с максимальным использованием энергии.</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Снижение мировой и национальной цены на газ.</p> <p>У2. Выход из строя производственного оборудования и как результат – останов агрегатов.</p>

На следующем этапе были выявлены соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Они помогут в выявлении степени необходимости проведения стратегических изменений. Табл. 8 отображает интерактивную матрицу исследования. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8 – Интерактивная матрица исследования

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта	С1		С2			
	В1	+	+			
	В2	+	+			
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта	Сл1		Сл2		Сл3	
	В1	0	+		+	
	В2	0	+		+	

Сильные стороны проекта				
Угрозы		C1	C2	
	У1	-	-	
	У2	-	-	
Слабые стороны проекта				
Угрозы		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	-	-
	У2	0	+	+

На последнем этапе составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая отображена в табл. 9.

Таблица 9 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>C1. Низкая стоимость научного исследования.</p> <p>C2. Развитие методов повышения энергоэффективности компрессорной станции.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие системы научных разработок в данной области (эффективность КС).</p> <p>Сл2. Большие материальные вложения при эффективном исследовании.</p> <p>Сл3. Необходим точный и аккуратный расчет и в дальнейшем монтаж разработанной технологии и оборудования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Усовершенствование способов повышения энергетической эффективности КС.</p> <p>V2. Создание экологически чистой организации с максимальным использованием энергии.</p>	<p>Усовершенствование методов увеличивает эффективность в потреблении энергии. Происходит снижение выбросов метана в атмосферу.</p>	<p>Создание четкой системы повышения эффективности в том или ином направлении. При правильном монтаже повысится надежность и долговечность оборудования, повысится наработка на отказ.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Снижение мировой и национальной цены на газ.</p> <p>У2. Выход из строя производственного оборудования и как результат – останов агрегатов.</p>	<p>При снижении цены на газ некоторые дорогостоящие методы повышения эффективности могут оказаться нерентабельными. Увеличение затрат на обслуживание КС.</p>	<p>При снижении стоимости цены на газ возникает необходимость в поиске наиболее дешевого метода повышения эффективности станции, которая снизит вложения, но увеличит вероятность безотказной работы, наработку и надежность оборудования.</p>

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

6.4. Сметная стоимость выполнения работ

6.4.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

В ходе выполнения научного исследования была сформирована рабочая группа, в состав которой принято считать магистранта и научного руководителя – Шадрину Анастасию Викторовну. В связи с этим, перечень этапов проведения научного исследования по видам работ отображены в табл. 10.

Таблица 10 – Перечень этапов дипломной работы и принимающие участие исполнители по каждому этапу

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, консультант ЭЧ, СО, ИЯ, магистрант
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель, магистрант
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, магистрант
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретическое исследование	5	Анализ нормативно-правовой базы	Магистрант
	6	Анализ объекта исследования	Магистрант
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка проведённого анализа методов повышения эффективности	Руководитель, Магистрант
	8	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Магистрант
Проведение ВКР			
Разработка технической документации и проектирование	9	Разработка алгоритма повышения эффективности АВО	Магистрант
	10	Разработка проекта АВО, выделение необходимой зоны, проведение расчетов и оценка полученных результатов	Магистрант
Оформление комплекта документации по ВКР	11	Составление пояснительной записки	Магистрант

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит

от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$, используется формула (46):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (46)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (47)$$

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

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

Результаты расчетов занесены в табл. 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

№ раб	Этапы работ	Должность исполнителя	$t_{\min i}$, Д	$t_{\max i}$, Д
1	Сбор известной информации об объекте исследования	Магистрант	3	5
2	Изучение нормативно-правовой базы по повышению энергетической эффективности компрессорной станции	Магистрант	5	8
3	Описание природно-климатических и социальных условий объекта исследования	Магистрант	2	5
4	Анализ существующей газотранспортной системы РФ	Магистрант	2	3
5	Рассмотрение компрессорной станции как элемента газотранспортной системы	Магистрант	2	3
6	Анализ основных узлов и элементов КС для дальнейшего определения участка исследования	Магистрант	4	6

Продолжение табл. 11

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

7	Анализ существующих методов повышения энергетической эффективности	Магистрант	7	10
8	Создание проекта АВО и выбор участка дальнейшего исследования	Магистрант	5	7
9	Тепловой расчет участка АВО теплообменной секции	Магистрант	3	4
10	Расчет показателей энергетической эффективности КС	Магистрант	4	5
11	Выводы и результаты проделанной работы	Магистрант, руководитель	1	2
12	Составление пояснительной записки	Магистрант	7	10
Всего:			45	68

Расчет средней трудоемкости выполнения работ на каждом этапе представлен в табл. 12.

Таблица 12 – Средняя трудоемкость выполнения работ на каждом этапе

№ раб	Этапы работ	Должность исполнителя	$t_{ож}$, Д
1	Сбор известной информации об объекте исследования	Магистрант	3,8
2	Изучение нормативно-правовой базы по повышению энергетической эффективности компрессорной станции	Магистрант	6,2
3	Описание природно-климатических и социальных условий объекта исследования	Магистрант	3,2
4	Анализ существующей газотранспортной системы РФ	Магистрант	2,4
5	Рассмотрение компрессорной станции как элемента газотранспортной системы	Магистрант	2,4
6	Анализ основных узлов и элементов КС для дальнейшего определения участка исследования	Магистрант	4,8
7	Анализ существующих методов повышения энергетической эффективности	Магистрант	8,2
8	Создание проекта АВО и выбор участка дальнейшего исследования	Магистрант	5,8
9	Тепловой расчет участка АВО теплообменной секции	Магистрант	3,4
10	Расчет показателей энергетической эффективности КС	Магистрант	4,4
11	Выводы и результаты проделанной работы	Магистрант, руководитель	1,4
12	Составление пояснительной записки	Магистрант	8,2
Всего:			54,2

Таким образом, общая средняя трудоемкость выполнения всех этапов работ составляет 55 дней.

6.4.2. Разработка календарного план-графика проведения научного исследования

В процессе написания магистерской диссертации каждый студент столкнется со сравнительно небольшой по объёму научной темой, следовательно, удобнее и нагляднее всего проведение научной работы отобразить требуется в форме ленточного графика – диаграммы Ганта. Это своеобразная графическая составляющая, на которой работы научного исследования представлены протяженными по времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данной работы. График строится на базисе табл. 12.

В качестве удобного построения графической зависимости каждый этап в своей длительности требуется перевести в календарные дни из рабочих. Чтобы это провести, необходимо использовать формулу (47):

$$T_{ki} = T_{ri} * k_{\text{кал}}, \quad (47)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;
 T_{ri} – продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности учитывает количество выходных и праздничных дней в году. Формула коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (48)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году (365);
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году (итого с выходными 118).
 $k_{\text{кал}}$ на 2021 год равен 1,48.

Результаты расчета продолжительности выполнения работы в календарных днях представлены в табл. 13.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таблица 13 – Временные показатели проведения работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	$t_{min i}$, д	$t_{max i}$, д	$t_{ож i}$, д			
Сбор известной информации об объекте исследования	3	5	3,8	Магистрант	3,8	6
Изучение нормативно-правовой базы по повышению энергетической эффективности компрессорной станции	5	8	6,2	Магистрант	6,2	9
Описание природно-климатических и социальных условий объекта исследования	2	5	3,2	Магистрант	3,2	5
Анализ существующей газотранспортной системы РФ	2	3	2,4	Магистрант	2,4	4
Рассмотрение компрессорной станции как элемента газотранспортной системы	2	3	2,4	Магистрант	2,4	4
Анализ основных узлов и элементов КС для дальнейшего определения участка исследования	4	6	4,8	Магистрант	4,8	7
Анализ существующих методов повышения энергетической эффективности	7	10	8,2	Магистрант	8,2	12
Создание проекта АВО и выбор участка дальнейшего исследования	5	7	5,8	Магистрант	5,8	9
Тепловой расчет участка АВО теплообменной секции	3	4	3,4	Магистрант	3,4	5
Расчет показателей энергетической эффективности КС	4	5	4,4	Магистрант	4,4	7
Выводы и результаты проделанной работы	1	2	1,4	Магистрант, руководитель	0,7	1
Составление пояснительной записки	7	10	8,2	Магистрант	8,2	12
					Всего:	81

Таблица 14 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ раб	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал. дней	Продолжительность выполнения работ															
				февраль			март			апрель			май						
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
1	Сбор известной информации об объекте исследования	Магистрант	6																
2	Изучение нормативно-правовой базы по повышению энергетической эффективности компрессорной станции	Магистрант	9																
3	Описание природно-климатических и социальных условий объекта исследования	Магистрант	5																
4	Анализ существующей газотранспортной системы РФ	Магистрант	4																
5	Рассмотрение компрессорной станции как элемента газотранспортной системы	Магистрант	4																
6	Анализ основных узлов и элементов КС для дальнейшего определения участка исследования	Магистрант	7																
7	Анализ существующих методов повышения энергетической эффективности	Магистрант	12																
8	Создание проекта АВО и выбор участка дальнейшего исследования	Магистрант	9																
9	Тепловой расчет участка АВО теплообменной секции	Магистрант	5																
10	Расчет показателей энергетической эффективности КС	Магистрант	7																
11	Выводы и результаты проделанной работы	Магистрант, руководитель	1																
12	Составление пояснительной записки	Магистрант	12																

Руководитель	Магистрант
[подпись]	[подпись]

6.5. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет НТИ формируется исходя из группировки следующих затрат:

- материальных затрат научно-технического исследования;
- затрат на основное оборудование;
- основной заработной платы исполнителей работы;
- дополнительной заработной платы исполнителей работы;
- отчислений во внебюджетные фонды (страховых отчислений);
- накладных расходов.

Материальные затраты включают приобретаемое сырьё и материалы, а также сюда относятся канцелярские принадлежности, картриджи принтера и др. В данной работе материальные затраты рассчитывались, воспользовавшись следующей формулой:

$$Z_M = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расх\ i} , \quad (49)$$

где m – общее число видов материальных ресурсов;

$N_{расх\ i}$ – общее число материальных ресурсов i -го вида, которые планируются к использованию (шт., кг, м и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го товара (руб/шт., руб/кг, руб/м и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (20% или 0,2).

Материальные затраты отображены в табл. 15.

Таблица 15 – Виды материальных затрат

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_{Mi} , руб.
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	270	540
Картридж	шт	2	2888	5776
Ручка шариковая	шт	6	50	300
Карандаш	шт	3	20	60
Заправка картриджа цветная	шт	4	600	2400
Комплекующие и запчасти ПК	шт	20	200	4000
Прочие расходы	шт	1	5000	5000
Итого, руб.				18076

Следовательно, общие материальные затраты будут равны 18 076 руб. · 1,2 = 21691,2 руб.

Основную заработную плату исполнителей работы по заданной теме принято рассчитывать из заработной платы руководителя и магистранта.

Баланс рабочего времени исполнителей сведен в табл. 16.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни, отпуск, невыходы по болезни)	166	182
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	183

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_d = \frac{Z_m * M}{F_d}, \quad (50)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-тидневная неделя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p, \quad (51)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке (для работников ТПУ значение оклада с 2016 года), руб;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок (0,2);

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

Расчет основной заработной платы отображен в табл. 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы исполнителей работ [приказ № 5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.]

Должность	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , Руб	Z_d , руб.	T_r , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель								
Д.т.н., доцент	32762,5	0,3	0,2	1,3	63887	3338,82	1	3338,82
Магистрант								
-	5000	0	0	1,3	6500	369,40	81	29921,40

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}, \quad (52)$$

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

Общая заработная плата исполнителей работы представлена в табл. 18.

Таблица 18 – Общая заработная плата исполнителей

Исполнитель	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.
Руководитель	3338,82	500,82
Магистрант	29921,40	4488,21

Отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников относятся к внебюджетным отчислениям.

Величина внебюджетных отчислений определяется по формуле (10):

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (53)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. Отчисления во внебюджетные фонды представлены в табл. 19.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	3338,82	500,82
Магистрант	29921,40	4488,21
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Внебюджетные отчисления		
Руководитель проекта	1001,65	
Магистрант	8976,42	
Всего, руб.	9978,07	

Затраты на специальное оборудование.

В данную статью входят все затраты, связанные с арендой специального оборудования (крана, необходимого для подъема при монтаже узла аппарата воздушного охлаждения, специальной промывочной аппаратуры газотурбинной установкой от коррозии во избежание остановов агрегата), необходимого для повышения эффективности компрессорной станции выбранного способа и его альтернативы.

К первому исполнению отнесем затраты аренды нескольких трубоукладчиков как крана, их будет достаточно, так как вес узлов аппарата воздушного охлаждения не настолько серьезный, как демонтаж газотурбинной установки. Отнесем к этому типу затрат аренду технических средств и округлим её до 50 000 р.

Второе исполнение требует внушительных затрат на монтаж нового оборудования, следовательно, округляем его до порядка 150 000 руб.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат будущего проекта. Бюджет научно-исследовательской работы (НИР) представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат научно-исследовательской работы

Наименование	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
Материальные затраты	21691,2	21691,2
Зарботная плата руководителя	3338,82	3338,82
Зарботная плата студента	29921,40	29921,40
Совокупные расходы на зарплату	33260,22	33260,22
Отчисления во внебюджетные фонды	9978,07	9978,07
Затраты на специальное оборудование	50 000	150 000
Бюджет затрат НИР	114929,5	214929,5

6.6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (54)$$

где $I_{\text{финр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{114929,5}{214929,5} = 0,54$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{296134,2}{296134,2} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (55)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2
Простота сооружения	0,10	5	3
Технологичность	0,15	4	5
Повышение производительности	0,25	4	4
Время	0,10	4	3
Цена	0,15	5	4
Финансирование	0,25	4	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,10 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 = 4,25$$

$$I_{p-исп2} = 0,10 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,10 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,70$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (54)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,25}{0,54} = 7,87;$$

$$I_{исп.2} = \frac{3,7}{1} = 3,7.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср.i}$):

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}} \quad (55)$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{7,87}{3,7} = 2,13;$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{3,7}{3,7} = 1.$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,54	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	7,87	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,13	1,0

Таким образом, исходя из проведенного исследования, можно сделать вывод, что метод повышения эффективности конструктивного изменения трубок теплообменной секции аппарата воздушного охлаждения требует привлечения меньших материальных и иных видов ресурсов; о чем свидетельствует рассчитанный интегральный финансовый показатель, превышающий альтернативную разработку в повышении эффективности работы самой ГТУ (регенератором или турбокомпрессорным утилизатором) – $0,54 < 1,00$.

Кроме того, для воплощения проекта в жизнь требуется финансирование не только для оплаты труда работников, а также слесарям и монтажникам, но и выполнения различных действий, например, изготовление требуемого оребрения трубок.

Сравнение эффективности проведения исследований по каждому варианту показало экономическую целесообразность работы с АВО, нежели чем с ГТУ, так как в случае с АВО выше показатель ресурсоэффективности $I_p = 4,25$.

На основании полученных результатов данного раздела можно сделать вывод о том, что исследование повышения эффективности аппарата воздушного охлаждения является экономически обоснованным и оправданным.

Разработанный научно-исследовательский проект обеспечивает большой теплосъём с нагретого метана после сжатия, что сможет снизить затрачиваемые ресурсы, повысит безопасность объекта с точек зрения социальной и экономической эффективности.

7. Социальная ответственность

Цель магистерской диссертации по выполняемой теме: совершенствование методов контроля и повышение энергетической эффективности работы компрессорной станции как элемента газотранспортной системы. В ходе данной работы были рассмотрены основные методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции. Также рассчитаны такие показатели энергоэффективности, как: коэффициент использования мощности, расход топливного газа, потребляемая мощность компрессорного цеха; а также рассчитан теплообмен подаваемого вентилятором воздуха и нагретого после сжатия метана в аппарате воздушного охлаждения.

Актуальность данной работы в части социальной направленности заключается в том, что эксплуатация компрессорной станции на настоящий день является одной из важнейших частей трубопроводного транспорта. При организации работы станции необходимо в первую очередь учитывать социальные потребности, т. е. обеспечивать удобство и безопасность сотрудников.

Кроме того, КС «Зейская» и подводящая к станции трасса расположена в заболоченных, скальных, сейсмоактивных участках; которые являются зонами с особыми климатическими условиями, поэтому безопасности людей необходимо уделять особое внимание.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основополагающим законом в сфере труда населения является Трудовой Кодекс Российской Федерации. В данном нормативно-правовом документе описывается все аспекты труда. Применительно к данной работе устанавливается 8-часовой рабочий день по 5-дневной рабочей неделе.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					83	113
<i>Консульт.</i>		<i>Сечин А.И.</i>				НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2БМ91		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Рабочее место располагается на 1 этаже в 107 аудитории 20 корпуса НИ ТПУ. Помещение представляет собой комнату размером 8 м на 4 м, высотой 3 м; 2 окна, выходящих на север; в помещении находится 10 единиц технологического оборудования, 10 человек.

Настоящая магистерская диссертация выполнялась с использованием персонального компьютера преимущественно в положении сидя. Такие условия труда регламентируются ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

На основании данного ГОСТ конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости составляют не более 45 см и горизонтальной плоскости-не более 60 см.

Кроме того, важно учитывать пол исполнителя. Применительно к данной работе исполнителем может быть, как мужчина, так и женщина. Высота рабочей поверхности (расстояние по вертикали от пола до горизонтальной плоскости, в которой выполняются основные трудовые движения в зависимости от производственного процесса и пола отображена в табл. 23.

Таблица 23 – Нормативная высота рабочей поверхности

Наименование работы	Высота рабочей поверхности, мм, при организации рабочего места		
	женщины	мужчины	женщины и мужчины
Печатание на машинке, типографических станках, перфораторах, лёгкая сборочная работа более крупных деталей	630	680	655

Нормативная высота поверхности сидения отображена в табл. 24.

Таблица 24 – Высота поверхности сиденья

Пол работающего	Высота сиденья, мм
Женщина	400
Мужчина и женщина	420
Мужчина	430

Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости.

Данная работы была выполнена на персональном компьютере, требования к которому содержатся в СанПиН 2.2.2/2.4.2732-10. Изменение № 3 к СанПиНу 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

7.2. Производственная безопасность

7.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Состояние воздушной среды	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
Освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2010 «Естественное и искусственное освещение» изм. №1 от 21.05.2020 г.
Уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Микроклимат	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Механические травмы.	+	+	+	ФНП №101 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
Поражение электрическим током.	+	+	+	

7.2.2. Состояние воздушной среды

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 [25, ГОСТ 12.1.005-88.]. 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-М-01; 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 [25, ГОСТ 12.1.005-88.].

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. Освещенность рабочей зоны

Рабочее освещение нормируется СП 52.13330.2010 в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение создаёт равномерную освещённость, исключает возможность образования резких теней, блескости, обеспечивает правильную

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

цветопередачу, является экономичным, надёжным и удобным в эксплуатации [26, СП 52.13330.2010].

Аварийное освещение предусмотрено на случай отключения рабочего освещения для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае составляет не менее 2 лк, во втором – не менее 0,5 лк. Для охранного освещения (не менее 0,5 лк) используется часть светильников рабочего освещения.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,7$ м; требуемая норма освещенности 300 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50 \%$, потолка $R_n = 50 \%$.

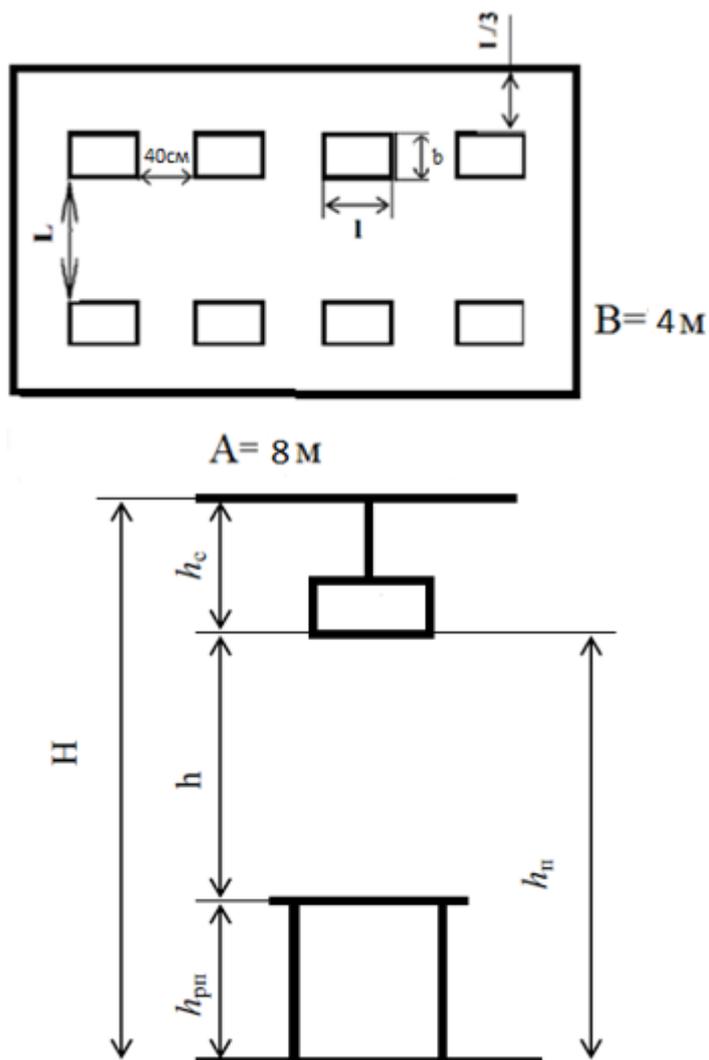


Рисунок 19 – Схема освещения рабочей зоны

Выбираем светильники типа ШОД, по табл. 6: $\lambda = 1,144$ м.

Приняв расстояние светильников от перекрытия $h_c = 0,5$ м (свес), получаем:

$$h = H - h_{\text{рп}} - h_c = 3 - 0,7 - 0,5 = 1,8 \text{ м} \quad (56)$$

$$L = \lambda \cdot h = 1,144 \cdot 1,8 = 2,0592 \text{ м} \quad (57)$$

$$\frac{L}{3} = \frac{2,0592}{3} = 0,6864 \text{ м}$$

где $h_{\text{рп}}$ – высота рабочей поверхности над полом, м;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 4 светильника типа ШОД мощностью 40 Вт (с длиной $l = 1,228$ м; шириной $b = 0,284$ м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 40 см.

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 4 \cdot 2 \cdot 2 = 16$ шт.

Проверяем соответствие размеров

$$A = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot L/3 + 4 \cdot l \quad (58)$$

$$7,4848 \text{ м} = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,6864 + 4 \cdot 1,228$$

7,4848 м

$$B = L + 2 \cdot L/3 + 2 \cdot b \quad (59)$$

$$4 \text{ м} = 2,0592 + 2 \cdot 0,6864 + 2 \cdot 0,284$$

4 м

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = \frac{8 \cdot 4}{1,8 \cdot (8+4)} = 1,48 \approx 1,5 \quad (60)$$

По табл. 13 определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 42 \% \quad \text{или} \quad \eta = 0,42$$

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta} \quad (61)$$

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5;

Z – коэффициент неравномерности освещения, для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1.

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

$$\Phi = \frac{300 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{16 \cdot 0,42} = 2357,143 \text{ Лм}$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 40 Вт с потоком 2300 Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq \frac{2300 - 2357,143}{2300} \cdot 100\% = -2.48\% \leq +20\% \text{ – входит в}$$

диапазон.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 40 \cdot 16 = 640 \text{ Вт.}$$

Коллективные средства защиты (КСЗ) в соответствии с [26, СП 52.13330.2010].

1. Наличие светильников (взрывозащищенных).
2. Постоянная во времени освещенность.
3. Яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

7.2.4. Уровень шума и вибрации

Параметры повышенного шума на рабочем месте: звуковое давление (свыше 75 Дб) и скорость распространения (в воздухе рабочей зоны порядка 350 м/с). Рабочее место соответствует параметрам повышенного 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 которой параметры 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, противошумный шлем.

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 [27, ГОСТ 12.1.003-83].

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

7.2.5. Микроклимат

Параметры, характеризующие фактор и допустимые нормы [28, СанПиН 2.2.4.548-96]: температура (17-22°C), влажность (< 75%), скорость движения воздуха (< 0,3м/с) [28].

Коллективные средства защиты (КСЗ) от воздействия микроклимата: отопление и кондиционеры (для поддержания комнатной температуры), вентиляция, «герметизация» помещения (от сквозняков), установка экранов, перегородок, теплоизоляция.

7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

При эксплуатации компрессорной станции могут иметь место следующие опасные факторы: механические травмы, поражение электрическим током.

7.3.1. Механические травмы

В ходе передвижения по территории корпуса (лестницам, скользким участкам, помытому полу), возможно возникновение механических травм, переломов, ушибов.

Однако следует отметить, что в местах вероятного появления людей на свежeweымытом полу аудитории обязаны присутствовать предупреждающие знаки, по периметру, знаки безопасности в соответствии с ГОСТ Р. 12.4.026.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.3.2. Анализ электробезопасности помещения

В рабочей зоне к источникам электрической энергии относятся 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 [ГОСТ Р 12.1.019-2009].

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 $\leq 50\text{В}$ (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 и управления технологическим процессом выполнены во взрывозащищенном исполнении [29, ФНП № 101].

7.4. Экологическая безопасность

Эксплуатация компрессорной станции 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 литосферу

Работа компрессорной станции в нормальном режиме сопровождается воздействием на литосферу, к примеру: изъятием земель. Предлагаемые меры

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

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.

7.4.2. Анализ воздействия объекта на атмосферу

Работа компрессорной станции в нормальном режиме сопровождается загрязнением атмосферного воздуха. Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу [30, СанПиН 1.2.3685-21]: 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.

7.4.3. Анализ воздействия объекта на гидросферу

Работа компрессорной станции в нормальном режиме сопровождается нарушением гидрогеологического режима, а также загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод. Мероприятия по снижению воздействия на водную среду [29, ФНП № 101]: соблюдение правил

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

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 проездов 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. Охрана растительности и животного мира

7.5.1. Воздействие на леса и растительность

Мероприятия по снижению негативного воздействия [29, ФНП № 101]: использование исключительно исправных, не пожароопасных транспортных и ремонтных монтажных средств, специализированной техники; доставка необходимых материалов и оборудования только по существующим и временным дорогам; локализация всех воздействий в случае необходимости проведения ремонтных работ.

7.5.2. Воздействие на животный мир

В целях снижения неблагоприятного фактора на популяции животных при выполнении строительных работ необходимо соблюдать следующие требования [29, ФНП № 101]: запрещается провоз и хранение огнестрельного оружия и самодельных устройств на отведенных площадках; запрещается нахождение работников за пределами отведенных площадок; запрещается ввоз и содержание собак на отведенных площадках; отходы производства размещаются на специальных площадках, предотвращающих гибель животных и исключают привлечение объектов животного мира к посещению производственных площадок; после рекультивации нарушенных

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

земель постепенно произойдет восстановление кормовой базы животных. После окончания работ кормовые запасы будут восстановлены, животные вернутся на прежние места обитания.

7.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации компрессорной станции могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой.

7.6.1. 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

7.6.2. 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 [31, ГОСТ 12.1.004-91]: 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,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Кроме того, были рассмотрены источники воздействия на литосферу, атмосферу и гидросферу. Также освещены меры снижения воздействия на окружающую среду. Таким образом, была обеспечена экологическая безопасность при выполнении данной выпускной квалификационной работы.

При выполнении данной работы были также указаны источники и виды возникновения чрезвычайных ситуаций. Освещены действия при возникновении техногенной чрезвычайной ситуации, а именно пожара и взрыва по разнообразным причинам.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

Заключение

Проблема наиболее эффективного использования огромных потоков энергии является основополагающей в наше время, поскольку не возобновляемых ресурсов в мире становится всё меньше изо дня в день. Финансовые средства, требующиеся на ремонт и реконструкцию, заканчиваются, что увеличивает старение и износ основных производственных фондов, ухудшает техническое состояние агрегатов и линейную часть магистральных газопроводов.

Поэтому, основная часть магистрального газопровода вынуждена работать с заниженным давлением перекачиваемого продукта, а сама ЕСГ РФ, которая запрограммирована на высокую производительность, работает в нерасчетных режимах эксплуатации (сниженной нагрузки), что резко приводит к росту в затратах энергии и проведению мероприятий по снижению энергоёмкости.

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

1. Проведен литературный обзор современных направлений повышения эффективности компрессорной станции.
2. Проанализирована существующая газотранспортная система Российской Федерации.
3. Рассмотрена компрессорная станция как элемент газотранспортной системы.
4. Определены методы повышений энергетической эффективности компрессорной станции.
5. Рассчитаны температурное поле и тепловой поток для теплообменных трубок секции аппарата воздушного охлаждения с оребрением, выполненным из различных материалов. Так, в сравнении с применяющимся

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					97	113
Консульт.								
Рук. ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ ГРУППА	ИШПР 2БМ91	

алюминиевым оребрением предложено выполнение оребрения из магниевого сплава, что способно повысить эффективность теплообмена на 0,7 % для температурного поля и 0,6 % для теплового потока.

6. Определена теоретическая поверхность теплообмена аналитическим методом: 16371 м² против фактической (паспортной) поверхности теплообмена в 16614 м². Рассчитана эффективность теплообменного аппарата, которая составила 86 %.

7. Рассчитаны показатели энергетической эффективности КС, а именно: коэффициент использования мощности, расход топливного газа и потребляемая мощность КС для трёх агрегатов. Наиболее подходящий для станции N агрегат – ГПА-16 «УРАЛ» – на 42 %, однако при установке агрегатов ГПА-32 «Ладога» возможно сократить количество агрегатов с достаточным сокращением потребления природного газа – на 34 % при наивысшем коэффициенте использования мощности – 97 %.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Список использованных источников

1. ФНП № 101 в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12 марта 2013 года с изменениями от 12 января 2015 года.
2. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».
3. СП 52.13330.2010 «Естественное и искусственное освещение» изм. № 1 от 21.05.2020 г.
4. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. - М.: ВНИИГаз, 2006. - 187 с.
5. ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные. Термины и определения.
6. ГОСТ Р 51364-99 Аппараты воздушного охлаждения. Общие технические условия.
7. ГОСТ 23290-78 Установки газотурбинные стационарные. Термины и определения.
8. ГОСТ 18475-82 Трубы холоднодеформированные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.
9. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
10. ГОСТ 12.1.005-88. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
11. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.004-91*. Пожарная безопасность. – Взамен ГОСТ 12.1.004-85. Введён 14.06.91г.
13. ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
14. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					<i>Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кротов А.А.</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					99	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
					НИ ТПУ ГРУППА		ИШПР 2БМ91	

15. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. Введено постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 г. № 2 вместо ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Введен постановлением Главного государственного санитарного врача РФ 13.02.18, №25.
16. Булыгина Л.В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции / Л.В. Булыгина, В.И. Ряжских. – Вестник Воронежского государственного технического университета – ДОО «Газпроект-инжиниринг», г. Воронеж. – 2017. – 32-39 с.
17. Газпром проектирование / [Электронный ресурс] // URL: <https://proektirovanie.gazprom.ru/about/subsidiaries/44/> (Дата обращения: 18.02.2021 г.).
18. Газовый вектор / Корпоративное издание ООО «Газпром трансгаз Томск» // № 5 (164). – 2018 г.
19. Гаррис Н.А. Основные направления ресурсо-энергосбережения при транспорте газа / Н.А. Гаррис, Н.А. Колоколова. – Нефтегазовое дело. – 2009. – №1. – с. 81–85, том 7.
20. Гудков И.В. Транспортировка газа в России: текущее состояние и перспективы нормативно-правового регулирования / И.В. Гудков. – Нефтегаз, энергетика и законодательство – вып. 8. – 2009. – 129-141 с.
21. Единая система газоснабжения России [Электронный ресурс] gazprom.ru URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (Дата обращения: 04.03.2021 г.).
22. Зубарев В.Г. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов / В.Г. Зубарев. – Учебное пособие, Тюмень. – 2001. – 96 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

23. Крюков О.В. Комплексная оптимизация энергопотребления агрегатов компрессорных станций / О.В. Крюков. – Экспозиция нефть газ – ООО "Экспозиция Нефть Газ", Набережные Челны. – 2015. – 30-33 с.
24. Кузнецова М.И. Повышение энергоэффективности работы компрессорных станций при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / М.И. Кузнецова. – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ – ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа. – 2015. – 24с.
25. Лучкин Н.А. Математическая модель автоматизированной системы мониторинга технологических процессов газоперекачивающих агрегатов / Н.А. Лучкин, А.Г. Янишевская. – Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона». – Омский государственный технический университет, г. Омск. – 2015. – 10 с.
26. Магистральный газопровод «Сила Сибири» [Электронный ресурс] // gazprom.ru URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-ofsiberia/> (Дата обращения: 04.03.2021 г.).
27. Ослоповский В.В. Повышение энергоэффективности и эксплуатационной надёжности ГПА / В.В. Ослоповский, С.М. Соколов, А.М. Куликов. – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень. – 2016. – 79-84 с.
28. Зарянкин А.Е. Парогазовые установки с дополнительным энергетическим котлом и паротурбинным приводом компрессора / А.Е. Зарянкин, В.А. Зарянкин, А.С. Магер [и др.]; Газотурбинные технологии. – 2015. – № 3. – с. 40 – 45.
29. Пешкова А.В. Повышение энергоэффективности в системах отопления и вентиляции компрессорной станции / А.В. Пешкова, А.И. Шарапов, А.С. Бронникова [и др.]; Современные тенденции развития науки и технологий – Липецкий государственный технический университет, г. Липецк. – 2016. – 61-64 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

«Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – «Вестник ИГЭУ», Вып. 2. – 2013 г.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Приложение
(справочное)

Gas-transport system of the Russian Federation. Gas compressor station as an element of the gas-transport system

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	А.А. Кротов		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	А.В. Сумцова	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение повышения энергоэффективности компрессорной станции как элемента газотранспортной системы			
Разраб.		Кротов А.А.			Приложение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					104	113
Консульт.		Сумцова О.В.				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ91		
Рук. ООП		Шадрина А.В.						

Gas-transport system of the Russian Federation.

Nowadays natural gas as a feed is mainly transported by means of the main gasline, or by tankers. In the latter case, this refers to specialized liquefied natural gas, at which gas is reduced in volumes up to 600 times and the number of places where this process can be carried out is insignificant.

Pipeline gas transport is currently the main method of gas supply on the Russian market. For the purpose of optimization, a special state system was created in the Russian Federation – the all-Russian system of gas transmission and underground storage has been integrated into the Unified Gas Supply System of Russia (UGSS), which is owned by Gazprom [20, UGSS of Russia].

The critical objects of the UGSS include such objects as (Fig. 1): main compressor stations (MCS) on the gas fields, underground gas storage facilities (UGSF), the line pipe (LP) and relay compressor stations (RCS) [1, Senderov S. M.]. In addition, the UGSS is capable of including distribution gas pipelines, gas jumper pipelines, supply and branch lines, gas distribution stations (GDS) and gas control points.

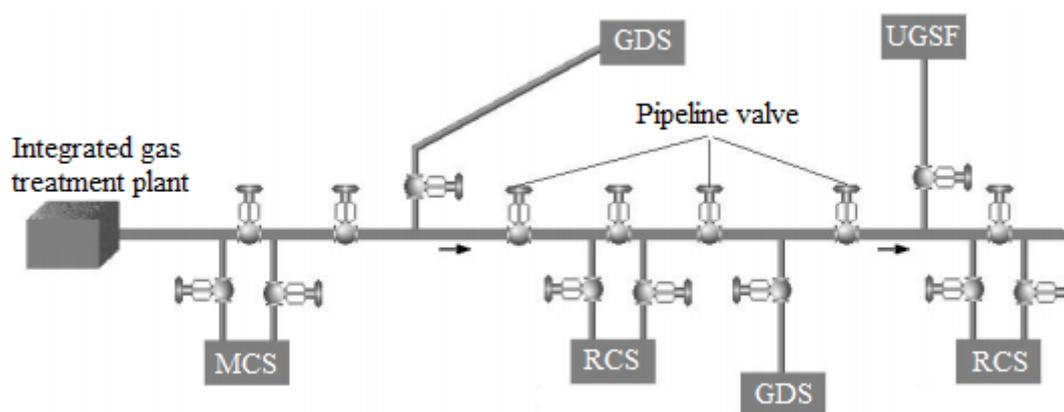


Figure 1 – Unified gas supply system facilities [4, Luchkin N. A.]

A critical object represents such an object the failure of which at summarized relative gas shortfall to consumers is more than 5 % of the total demand for gas (domestic consumption or export supplies).

The purpose of underground gas storage facilities (UGSF) associated with the main gas pipelines is to create a certain gas reserve for possible emergency shutdown of pumping, blocking of any section of the pipe in order to avoid the interruption of gas supply to the consumer.

For gas transportation through the unified gas supply system (UGSS), there are currently 17 specialized subsidiaries of Gazprom, to which Gazprom transmitted the main gas pipeline system for use, as well as the property that is necessary for maintenance. The gas transmission is controlled by dispatchers – the Central Production and Dispatch Department (CPDD) of Gazprom. The UGSS consists of about 155 thousand km of the main gas pipelines, 268 compressor stations, and 25 underground gas storage facilities [3, Gudkov I. V.].

In addition to the UGSS, there are four independent RGSS (regional gas supply systems) in Russia (located in Norilsk, Yakutsk, Kamchatka and Sakhalin), namely they do not belong to Gazprom and serve a small number of consumers in relation to the entire UGSS.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

Gas compressor station as an element of the gas-transport system

The major elements of the UGSS objects include compressor yards. These are the components of a gas compressor station.

The compressor is the part of the main gas pipeline, which provides transmission of natural gas by using the energy equipment. The station is the control element of the special complex of objects. In turn, these objects are included in the main gas pipeline system. Moreover, the compressor station operating parameters can determine the operating of the main gas pipeline.

According to the purpose of the compressor stations, they are divided into main, linear and boosting compressor stations.

The main compressor station (MCS) is usually located directly after the gas field. It is necessary in order to maintain the service gas required pressure during further gas transportation through the main pipeline since the reservoir pressure decreases while the gas field is developed.

MCS includes such units that achieve the required parameters of gas purification, dehydration from condensate and liquid as well as secondary products removing (carbon dioxide, hydrogen sulphide, mercaptan sulfur and so on) [11, OST 51.40-93].

A linear compressor station (LCS) is installed on main pipelines every 100-150 km. LCS are designed for natural gas compression from the inlet pressure to the outlet pressure determined by the project. The main purpose of LCS is to provide a constant and predetermined gas discharge through the main pipeline.

Boosting compressor stations (BCS) are put up on gas subsurface storages (GSS). The purpose of the BCS is to supply gas to the GSS from the main gas pipeline and to extract natural gas from the GSS (usually in winter) for subsequent supply to the main gas pipeline or directly to consumers. Moreover, BCS are also constructed at a gas field when the reservoir pressure decreases below the pressure of the main line. A differential feature of BCS from LCS is a high compression ratio from 2 to 4, improved service gas preparation (dehydrator, separators, dust settlers) coming from underground storage.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

During the movement of natural gas along the pipeline, there is a pressure drop caused by different hydraulic resistance along the length of the pipe. The pressure drop is caused by decreasing throughput of gas main capacity. At the same time, the transported gas temperature also decreases, mainly by heat exchanging with the pipe wall between the heated gas and the ground (or the atmosphere).

For maintaining the required gas discharge, as well as for pressure setting in the pipeline interior, the following technological processes are carried out at the compressor station.

1. The gas purification from liquid and mechanical impurities.
2. The gas compression. At this point, the gas temperature can achieve 400 degree Celsius.
3. The gas cooling. The temperature value decreases to 60 degree Celsius or less.
4. Measurement and control of technological parameters.
5. The mode control.

The gas compressor unit (GCU) is the main technological object of the compressor station, because it is a part of the gas turbine plant and the centrifugal unit that are designed for compressing and transporting natural gas through the main gas pipelines. The GCU consists of a natural gas pressurizer, a power transmission of pressurizer, an intake and exhaust devices (in the case of a gas turbine power transmission), automation systems, an oil system, fuel-air and oil communications, and the supporting equipment [4, Luchkin N. A.].

The main trims and elements of the compressor station and their purpose

Mutual arrangement of facilities on a fixed site, production and common premises in the main building of the compressor station and the location of both main and supporting equipment in these structures - all these elements as a whole will be called a “compressor station layout”. The main applied options of compressor station layouts are close down, semi-close down, unclosed, and interlocked. Moreover, the most widely used and serviceable of them in station

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

service is the close layout, because the parts of the main compressor station building are bordered to each other. In this regard, the cost of construction and the creation of benign operating conditions are significantly reduced.

Semi-close and unclosed layouts are necessary when there is not enough space for the construction of a compressor station.

The compressor station consists of the following facilities (Fig. 2).

- 1 – Junction point of the compressor station to the main pipeline.
- 2 – Pig launcher and pig receiver.
- 3 – Treatment unit of service gas (two-stage treating: dust settlers and separator filters).
- 4 – Gas cooler (gas air cooling unit).
- 5 – Gas-compressor unit (GPU).
- 6 – Process pipelines of compressor station fitting.
- 7 – Shut-off valves of centrifugal infector fitting.
- 8 – Processing start and fuel gas unit.
- 9 – Processing impulsive gas unit.
- 10 – Main control cabinet and telemechanics system.
- 11 – Electrochemical protection gas-pipeline equipment.
- 12 – Auxiliary machinery (oil supply systems, boilers, air compressors etc.);
- 13 – Power equipment (transforming plants, switchgears, emergency power plant and so on).

A junction point of the compressor station includes a safety valve («№ 19») and an inlet valve («№ 7»), the purpose of which is to switch off or switch on the CS from the main pipeline in the case of an emergency or during the planned stops/hookups. In addition, the inlet valve is usually supplied with a by-pass valve «№ 7р», which has a smaller flow area with the purpose of a primary gas packing of the entire compressor station before the starting up in work. The main inlet valve opens only after gas packing and equalizing the pressure to prevent a gas dynamic impact. What is more, the system includes the vent valve «№ 17» being designed for outgassing from the station fitting into the atmosphere.

The treatment unit includes a complex two-stage treating, consisting of dust settlers and separator filters; which are capable of separating unacceptable mechanical impurities (the quality gas treating allows not to skip impurities with

					Приложение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

size $> 0.05 \text{ mg/m}^3$) and dropping liquid from natural gas. Dust settlers are widely used with cyclone impurity disengagement, which work on the principle of applying inertial forces in order to capture suspended particles. Separator filters are consecutively installed as the second step of purification (after the dust settlers). Their work includes two stages of purification: coagulation liquid and purification from mechanical impurities after transmission through the filtering mesh; as well as on the separation section in net-shaped packets. All vessels, which operated under the pressure of this system, are equipped with vent pipes. Through the vent pipes, mechanical impurities and condensate are removed to the lower drain well and, in the future, to underground storage tanks.

The gas cooler represents a complex that consists of several gas air cooling units, including gas pipeline strings: the service and spare ones, which operate according to the following principle – heated after compressing natural gas moves through the gas pipeline and gets to the annular space, where the air is recompressed by air propeller. In this way, natural gas is cooled. In winter, gas air cooling units are exposed to much less stress because of the low atmospheric air temperature. According to the method of supplying cooling air, the gas air cooling units are classified into forcing (the propeller is located below the heat exchange sections) and stretching (the propeller is located above the heat exchange sections). It should be noted that it is necessary to improve the cooling units efficiency by cleaning the heat exchange sections at least 2 times a year in three ways: by steam or water supplying (it called flushing) and by air supplying.

Processing start and fuel gas unit as well as processing impulsive gas unit form together a treating start, fuel and impulsive gas package. Impulsive gas treating includes gas purification, gas dehydration and gas accumulation being conducted in the individual module. Gas extraction to this module at any compressor station is conducted from three cutoff points – after leaving the dust settler, before gas air cooling unit inlet and after/before ball valve «№ 20» (which is installed on junction point of a compressor station between inlet and outlet

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

pipelines in order to carry out a transit fuel supply bypassing the compressor station during the shutdown period).

Processing start and fuel gas unit (it should be noted that start and fuel gas are injected under the different pressure: the fuel gas is reduced to the value 0,6-2,5 MPa, but the start gas is reduced to the value 1,0-1,5 MPa) includes the following operations: gas purification, gas dehydration, gas warm-up and reducing the pressure of gas. The system of fuel and start gas is necessary for supplying gas to the heating chamber and to the starting device (turbo-expander for rotor spin-up or electric motor device). The natural gas extraction at this module occurs in the same way as in the processing impulsive gas unit – from three cutoff points – after leaving the dust settler, before gas air cooling unit inlet and after/before ball valve «№ 20».

The present project considers the operation of the CS equipment and fitting in the conditions of variable operation mode of both the gas pipeline and the compressor station. Switching-on and switching-off of the number of «in service» units and the change of rotating speed of a work turbine are able to adjust the gas quantity, which is transferred through the station. At the same time, in order to maximize efficiency, it is necessary to aspire to transfer the required amount of gas with a minimum number of units. It can lead to the lesser gas flowrate on process transferring requirements and, as a result, to increasing of gas supply through the pipeline – to the operation optimization of the compressor station and the installed gas-compressor unit.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

Currently, the vast majority of new-generation units are produced with full-pressure infectors, and the old-generation units are being replaced to ensure greater efficiency.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113