

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

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа»

УДК 622.691.4-027.236

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Щедров Е.А.		

#### Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРАТУРЫ**

**21.04.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

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

<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

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

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Щедрову Егору Алексеевичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.02.2021 г. 42-29/с

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	
<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>	Объект исследования – компрессорная станция КС-5 магистрального газопровода «НГПЗ-Парабель-Кузбасс»; Предмет исследования – разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации компрессорной станций.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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>Обзор методов повышения энергетической эффективности и работы компрессорных станций; Анализ надежности и технического состояния оборудования КС; Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА Выработка рекомендаций по повышению энергоэффективности. Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и «Социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, схемы, таблицы</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк В.Б., доцент ОНД</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.И., профессор ООД</p>
<p>Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p>Сумцова А.В., старший преподаватель ОИЯ</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: обзор работ в области энергоэффективной эксплуатации объектов магистральных газопроводов</b></p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>17.12.2020 г.</p>

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		17.12.2020 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Щедров Е.А.		17.12.2020 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ91	Щедрову Егору Алексеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

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

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

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

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<i>График проведения и бюджет НИ проекта Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ проекта Матрица SWOT Диаграмма Ганта</i>
---

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ91	Щедров Егор Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ91	Щедрову Егору Алексеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<p>Объект исследования: оборудование компрессорных станций магистрального газопровода.</p> <p>Область применения: магистральный транспорт газа</p>
---	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</p> <p>2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>4. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.</p> <p>5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов;</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– превышение уровней шума;</li> <li>– превышение уровней вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы</li> <li>– электрический ток</li> <li>– пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>1. анализ воздействия объекта на атмосферу в результате проведения технологических операций;</p>

	2. анализ воздействия объекта на литосферу в результате образования твердых отходов; 3. анализ воздействия объекта на гидросферу в результате образования сточных вод.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> –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.	Возможные ЧС: пожар на объекте, авария на объекте, экологическое загрязнение окружающей среды выбросами, попадание молнии. Наиболее типичная ЧС: пожар на объекте

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ООД	Сечин А.И.	Д.Т.Н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Щедров Егор Алексеевич		



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)
17.12.2020	Введение	10
27.12.2020	Обзор литературы	8
8.02.2021	Обзор методов повышения энергетической эффективности и работы компрессорных станций;	7
21.02.2021	Анализ надежности и технического состояния оборудования КС;	10
01.03.2021	Расчет эксплуатационных режимом работы ГПА	15
01.04.2021	Выработка рекомендаций по повышению энергоэффективности.	10
07.05.2021	Социальная ответственность	10
13.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
17.05.2021	Заключение	10
19.05.2021	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

Газоперекачивающий агрегат: Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

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

Газотранспортная организация: Организация, которая осуществляет транспортировку газа и у которой магистральные газопроводы и отводы газопроводов, компрессорные станции и другие производственные объекты находятся на праве собственности или на иных законных основаниях.

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных объектов, состоящая из газопроводов с сопутствующими сооружениями и предназначенная для обеспечения газом потребителя.

Компрессорная станция: Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Компрессорный цех: Сооружение, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газа, включающее группу ГПА, технологические системы очистки, осушки и подогрева (охлаждения) газа.

Производительность газопровода: Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Сокращения

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения и обозначения:

АД – асинхронный двигатель;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТС – газотранспортная система;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДС – диспетчерская служба;

ЕСГ – единая система газоснабжения;

КПД – коэффициент полезного действия;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

МГ – магистральный газопровод;

ПХГ – подземное хранилище газа;

ППР – планово–профилактические работы;

САУ – система автоматического управления;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЭГПА – электроприводной газоперекачивающий агрегат.

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

## Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

СП 36.133302012 Магистральные трубопроводы.

ВРД 39-18-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ.

ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы Основные требования.

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные для промышленного и коммунального–бытового назначения.

ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ Шум Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ Вредные вещества Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Вибрационная безопасность Общие требования.

ГОСТ 30319.1-962 «Газ природный Методы расчета физических свойств Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

СанПиН 221/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 224548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СанПиН 221/2.1.1984-00 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СТО 2007.12.18 - «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов» М: ПАО "ГАЗПРОМ"

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 113 с, 6 рис, 23 табл, 39 источника

Ключевые слова: электроприводной газоперекачивающий агрегат, энергоэффективность, компрессорная станция, магистральный газопровод, энергосбережение

Объект исследования: электроприводная компрессорная станция

Область применения: магистральный транспорт газа

Цель работы – разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие задачи:

1. Обзор методов повышения энергетической эффективности и работы компрессорных станций;
2. Анализ надежности и технического состояния оборудования КС;
3. Расчет эксплуатационных режимом работы ГПА
4. Выработка рекомендаций по повышению энергоэффективности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа		
Разраб.		Щедров Е.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				13	113
Консульт.					Реферат		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					ТПУ гр 25М91		

## Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	10
Реферат .....	13
Оглавление.....	14
Введение.....	16
1 Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов.....	17
1.1 Обзор работ в области энергоэффективной эксплуатации объектов магистральных газопроводов.....	17
1.2 Диспетчерское управление режимами работы газотранспортной системы.....	24
2 Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам.....	30
2.1 Критерии оптимизации режимов работы КС.....	32
2.2 Факторы, влияющие на режимы работы КС .....	34
3 Анализ режимов работы и технического состояния компрессорных станций магистральных газопроводов.....	39
3.1 Необходимость и методика проведения анализа работы оборудования.....	39
3.2 Определение показателей технического состояния ГПА.....	46
3.3 Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА .....	51
4 Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станции ..	56
4.1 Анализ методов регулирования режимов работы КС .....	57
4.2 Применение современных энергосберегающих алгоритмов управления частотно-регулируемых приводов на КС.....	59
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	65
5.1 Планирование работ и оценка времени их выполнения.....	65
5.2 Смета затрат на проект.....	66
5.3 Определение ресурсной эффективности исследования.....	71
5.4 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	72
5.5 SWOT-анализ.....	74

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Щедров Е.А.</i>			<i>Лит.</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>			<i>Лист</i>
<i>Консульт.</i>					<i>Листов</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>			14
					113
<i>Оглавление</i>					<i>ТПУ гр 2БМ91</i>

56	Диаграмма Гантта.....	76
6	Социальная ответственность .....	77
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
6.2	Производственная безопасность .....	81
6.3	Экологическая безопасность.....	90
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
	Заключение .....	98
	Список использованных источников .....	99
	Приложения.....	103
	Приложение А .....	103
	Приложение Б.....	111
	Приложение В.....	112
	Приложение Г .....	113

## Введение

Тенденции в развитии газовой и ряда смежных с ней отраслей промышленности в данный момент в большей степени зависят от процесса дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из отдаленных и чаще всего слабо освоенных районов в промышленные и центральные районы страны

Процесс эксплуатации магистральных газопроводов в оптимальном режиме работы заключается в первую очередь в наибольшем задействовании показателя пропускной способности при минимальных значениях энергозатратах на транспортировку и компримирование газа по газопроводу

В связи с непрерывным ростом стоимости энергоресурсов в стране, увеличением себестоимости транспорта газа, невозобновляемостью его природных ресурсов, важнейшими направлениями работ в области трубопроводного транспорта газов следует считать разработки, направленные на снижение и экономию энергозатрат

Повышение эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов неразрывно связано с обеспечением необходимой энергосберегающей технологии транспорта газа, диагностированием установленного оборудования ГПА, выбором оптимальных режимов его работы

В настоящее время существует множество мероприятий, направленных на повышение эффективности оборудования компрессорной станции, в связи с этим существует необходимость выбора оптимального метода.

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Щедров Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					16	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						



# 1 Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов

## 1.1 Обзор работ в области энергоэффективной эксплуатации объектов магистральных газопроводов

ЕСГ РФ является крупнейшим в мире (рисунок 1.1) [36], непрерывно развивающимся технологическим комплексом, включающим 171,4 тыс км МГ и газопроводов-отводов, 253 линейных КС, на которых установлено 3852 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) общей мощностью в 46,7 тыс МВт (таблица 1.1) [18].

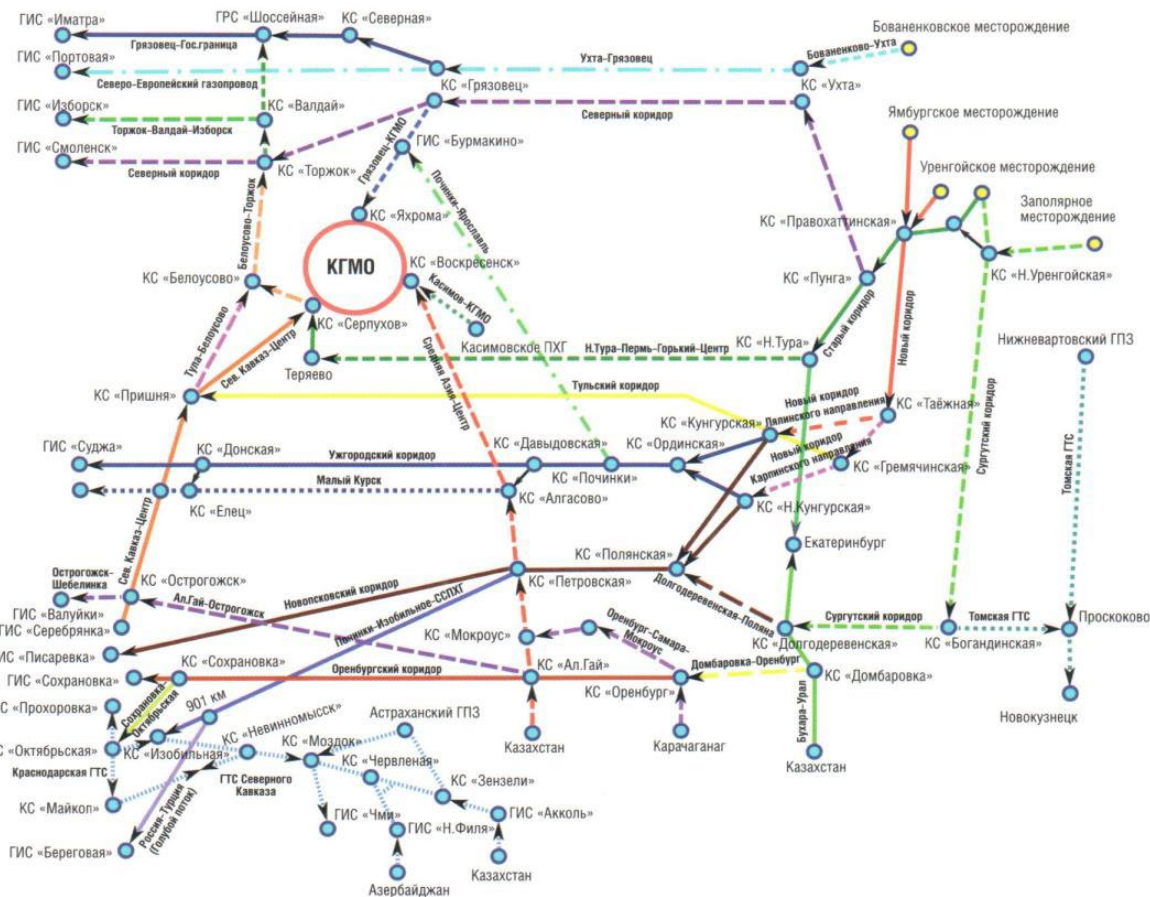


Рисунок 1.1 – Единая система газоснабжения РФ

				Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.		Щедров Е.А.			Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.				17
Консульт.					Листов	
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.			113	
					ТПУ гр 2БМ91	

Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов

Когда речь идет о подобных масштабах, вопросы надежности, энергосбережения и энергетической эффективности приобретают стратегический характер, и даже незначительное снижение затрат может привести к осязаемому энергосберегающему эффекту.

Таблица 1.1 – Динамика развития ГТС РФ по основным газотранспортным активам ПАО «Газпром»

№п/п	Параметр.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Протяженность МГ и отводов в однопутном исчислении, тыс км.	161,7	164,7	168,3	168,3	168,9	170,7	171,4
2	Число линейных КС, шт.	215	211	222	247	250	250	253
3	Число ГПА, шт.	3659	3630	3738	3820	3825	3829	3852
4	Установленная мощность ГПА, тыс МВт.	42,1	41,7	43,9	45,9	46,1	46,2	46,7

В рамках ПАО «Газпром» основные пути решения задачи снижения энергоёмкости отрасли отражены в «Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» [17]. Общество обозначило обеспечение ресурсосбережения, повышение энергоэффективности процессов производства на всех его стадиях первоочередными задачами своей экологической политики и корпоративной экологической стратегии. Проблема развития технологий, повышающих эффективность магистрального транспорта газа, входит в Перечень приоритетных научно-технических проблем Общества [16].

Исследования в области энергетически эффективной эксплуатации КС отражены в работах следующих отечественных авторов: Белоконь НИ, Поршакова БП, Бикчентая РН, Апостолова АА, Загорученко ВА, Седых АД, Вассермана АА, Зарицкого СП, Иванова ВА и многих других ученых, результаты научного поиска которых служат развитию газовой отрасли и повышению её энергоэффективности.

В рамках ПАО «Газпром» с целью формирования единой базы данных по результатам реализации положений Концепций энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества разрабатывается «Каталог эффективных энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке и подземном хранении газа», в котором представлен систематизированный перечень апробированных на объектах ПАО «Газпром» энергоэффективных технологий и оборудования [15] Среди таких инновационных технологий следует упомянуть применение труб с внутренним гладкостным покрытием в сочетании с высокомоощными ГПА. Технология опробована при строительстве Северо-Европейского МГ с результатом сокращения удельной энергоемкости на 30% от базового уровня показателей ЕСГ. Немаловажна защитная антикоррозионная функция внутреннего покрытия, облегчающая процессы очистки и диагностики труб, обеспечивающая чистоту транспортируемого продукта, сокращающая расходы на ремонт (замену) запорной арматуры. Накоплен большой международный опыт использования гладкостных, подтверждающий энергетическую эффективность их применения. На примере МГ Gas Atacama DN 500 при производительности 6 млн м<sup>3</sup>/сут, проходящего по территории Аргентины и Чили, авторы провели оценку эффективности применения внутренних гладкостных покрытий. Принадлежащий аргентинской стороне участок (670 км) имел внутреннее гладкостное покрытие, МГ на территории Чили (530 км) эксплуатировался без внутреннего покрытия, при прочих равных условиях общая стоимость эксплуатации газопровода с покрытием составила 40 млн долл, в случае отсутствия покрытия – 60 млн долл, наибольшая экономия достигалась при высоких объемах транспортировки газа – свыше 4–6 млн м<sup>3</sup>/день.

В работе [38] показано, что уменьшение шероховатости внутренней поверхности трубы с 50 мкм до 5 мкм способствует росту подачи газа с 8,25 млн м<sup>3</sup> до 9,91 млн м<sup>3</sup> в день для труб DN 400, т.е. почти на 18%. Таким образом, на основе официальных данных ПАО «Газпром», использование гладкостных

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

покрытий при прочих равных условиях в ценах на 2015 год для МГ DN 1200 может составлять 1,66 млн руб чистой прибыли в день.

Также в числе решений, описанных в «Каталоге» [15], следует отметить применение мобильных компрессорных станций (МКС) для откачки природного газа из участка МГ, выведенного в ремонт, с целью снижения потерь при обслуживании ЕСГ, технологию снижения расхода газа на СТН КС за счет использования теплоты отработавших продуктов сгорания ГТУ для подогрева газа перед дросселированием, технологию лазерного обнаружения и оценки эмиссии природного газа. Таким образом, в «Каталоге» [15] представлены общие решения, применяемые как при проектировании новых объектов ГТС, так и при реконструкции и эффективной эксплуатации существующих.

В ПАО «Газпром» основной потенциал энергосбережения сосредоточен в сфере транспортировки газа – 82,6% расхода этого основного для отрасли энергоносителя приходится на магистральный транспорт, поэтому именно здесь необходимо изыскивать возможности экономии.

Рассмотрим стратегические инновационные мероприятия по обеспечению энергоэффективности трубопроводного транспорта газа при проектировании новых объектов ГТС, реконструкции и эффективной эксплуатации существующих, применяемых ПАО «Газпром» [25].

При проектировании объектов магистральных газопроводов в ПАО «Газпром» для повышения энергоэффективности трубопроводного транспорта природного газа предусматривается применение следующего инновационного технологического оборудования и технических систем:

- труб большого диаметра с внутренним гладкостным покрытием, позволяющим снизить гидравлические потери [29];

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

•газотурбинных ГПА, обладающих технологичностью, высокой надежностью и экономичностью, с низкими выбросами токсичных веществ с уходящими газами [35];

•центробежных компрессоров с высоким коэффициентом полезного действия;

•газоперекачивающих агрегатов с электроприводом, оснащенных частотно-регулируемыми приводами;

•применение системных программно-оптимизационных комплексов;

•совершенствование систем автоматизации основных и вспомогательных процессов для обеспечения малолюдных технологий;

•электростанций собственных нужд экономичным приводом с пониженным расходом топлива;

•аппаратов воздушного охлаждения газа, имеющих высокую тепловую эффективность поверхностей теплообмена [26];

•оснащение технологического оборудования современными средствами измерения потребления энергоресурсов.

На этапе эксплуатации ГТС повышение энергетической эффективности транспортировки газа и экономии топливного газа осуществляется по следующим направлениям:

•модернизация и реконструкция технологического оборудования на компрессорных станциях ГТС;

•выбор рациональных режимов компрессорных станций МГ [32];

•повышение уровня технического состояния ГПА за счет улучшения качества ремонтов;

•применение энергосберегающих технологий при эксплуатации и ремонте технологических объектов КС, газораспределительных станций (ГРС) и газоизмерительных станций (ГИС), а также линейной части МГ (ЛЧ МГ) [24];

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- уменьшение потерь природного газа на технологических объектах КС, линейной части МГ, ГРС за счет внедрения технических средств, направленных на повышение точности учета расхода газа на собственные технологические нужды (СТН);

- улучшение гидравлической эффективности МГ;

- снижение расхода газа на технологические нужды вспомогательного производства.

При реконструкции, модернизации технологического оборудования на КС, ЛЧ, ГРС, ГИС применяются следующие энергосберегающие технологии:

- замена (модернизация) существующих агрегатов на высокоэкономичные ГПА нового поколения с КПД в зависимости от мощности от 32 до 39%, обеспечивающие сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу;

- реконструкция ГПА с применением сменной проточной части центробежных компрессоров для повышения эффективности режимов работы компрессорной станции при транспорте газа;

- оснащение пунктами замера расхода транспортируемого газа ГТС на границах ответственности эксплуатирующих организаций;

- внедрение систем автоматизированного управления ГПА и систем телемеханики;

- повышение точности измерения на ГРС и ГИС путем совершенствования средств измерения расхода и количества природного газа;

- автоматизация учета потребления энергоресурсов на собственные технологические нужды;

- модернизация и автоматизация систем контроля и поддержания оптимальной температуры газа после редуцирования на ГРС;

- автоматизация процессов подогрева природного газа на ГРС;

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

•оснащение ГПА котлами утилизаторами, средствами теплотехнического контроля и автоматизации.

Комплекс мероприятий по оптимизации технологических режимов МГ включает оптимизацию:

•потоков газа в ЕСГ с учетом подключения новых потребителей газа и источников газа;

•режимов работы системы компрессорная станция – магистральный газопровод на основе применения оптимизационных комплексов моделирования;

•режимов работы ГТС при использовании межсистемных перемычек и регуляторов давления газа.

В 2014 году газотранспортными дочерними обществами ПАО «Газпром» была выполнена товаротранспортная работа по транспортировке природного газа в объеме 1531108,7 млрд м<sup>3</sup>·км, при этом технологические потери составили 2819,1 млн м<sup>3</sup>. Анализ выполнения Программы энергосбережения ПАО «Газпром» в транспорте газа показал, что в 2014 году наиболее эффективными в экономии природного газа в % от общей величины экономии были следующие направления:

•снижение затрат при проведении ремонтов и регламентных работ на КС, ЛЧ, ГРС – 8,6%;

•проведение ремонтов ГПА для повышения их технического состояния – 17,0%;

•модернизация или замена оборудования КС, ЛЧ и ГРС – 16,4%;

•повышение качества диспетчерского управления для обеспечения рациональных режимов магистрального транспорта газа с помощью расчетно-оптимизационных комплексов – 13,6%;

•реализация ресурсосберегающих мероприятий при проведении ремонтов и устранение утечек газа на КС, ЛЧ и ГРС – 11,7%.

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

По другим мероприятиям экономия природного газа составила 2,7% от общей величины энергосберегающего эффекта.

## **1.2 Диспетчерское управление режимами работы газотранспортной системы**

Из главных задач оперативно-диспетчерского управления можно выделить следующие группы:

- контроль технического состояния оборудования газопроводов;
- прогнозирование графиков газопотребления;
- оптимизация эксплуатационных режимов.

Контроль технического состояния заключается в определении характеристик элементов системы, которые необходимы для проведения расчетов. Контроль проводится в соответствии с режимом перекачки, по соответствующей режиму методике.

Прогнозирование графиков газопотребления необходимо для определения вариантов возможных эксплуатационных режимов. Результаты могут быть использованы при оперативном планировании и управлении режимами перекачки.

Задачи третьей категории выполняются для повышения экономичности и надежности транспорта газа за счет выбора оптимального режима перекачки.

Газопроводы обладают запасом прочности, что дает возможность эксплуатировать их в течение установленных сроков службы безопасно. При этом необходимо соблюдение технического обслуживания и технологий эксплуатации [28].

Но аварии случаются даже на газопроводах, не исчерпавших амортизационный срок службы.

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



К основным факторам аварийных разрушений относятся:

- напряжения от механических и температурных воздействий на стенку трубы;
- недостаточная работа электрохимической защиты.

При исключении этих факторов газопровод может работать длительное время в безаварийном режиме.

Дефекты в трубопроводе могут возникать вследствие циклических нагрузок, которые возникают в процессе эксплуатации газопровода. Современное диагностирование газопроводов должно быть ориентировано на решение проблемы определения численных значений напряжений в трубопроводе и на снижение действия нагрузок на стенки трубопровода и сварные швы.

Магистральные газопроводы во время эксплуатации подвержены флуктуациям давления. Флуктуации газа являются причиной циклического характера напряжений, который, в свою очередь, увеличивает склонность газопровода к разрушению [23].

Стационарное давление в меньшей степени оказывает влияние на работоспособность газопровода, в отличие от флуктуаций, т.е. переходных процессов. Флуктуации в период эксплуатации могут оказать существенное влияние на аварийность газопровода. Поэтому актуальной является задача минимизировать флуктуации давления в газопроводе, чего можно добиться путем оптимизации режимов работы газопровода.

Задача поиска оптимального режима является достаточно сложной, поскольку требуется находить оптимальный режим не только локально (для одиночной КС), а для всей системы в целом.

Постановка задачи при оптимизации режима работы газотранспортной системы формулируется в качестве минимизации некоторой целевой функции. Важным вопросом является выбор критерия оптимальности.

На сегодняшний день основным критерием оптимальности режима работы газотранспортной системы является минимизация энергопотребления, и как следствие, минимизация расхода топливного газа.

Также к критериям оптимальности можно отнести:

- исключение длительных простоев;
- увеличение запаса газа в системе;
- обеспечение устойчивых режимов.

Минимум переключения режимов силового оборудования при переходе на новую производительность также может являться критерием оптимальности. Обеспечение данного критерия будет способствовать уменьшению амплитуды колебания давления в системе, тем самым будет повышаться работоспособность газопровода.

На уровне Центрального производственно-диспетчерского департамента ПАО «Газпром» и в дочерних газотранспортных обществах внедрен программный комплекс моделирования «Астра-газ».

Компрессорная станция, с позиции производственно-диспетчерского управления, является элементом воздействия на режим работы газотранспортной системы. Математический аппарат по моделированию режимов работы компрессорных станций является неотъемлемой частью комплексов оптимизации и моделирования режимов работы компрессорных станций и газотранспортных систем.

Режимы работы газотурбинных установок и центробежных компрессоров в составе газоперекачивающих агрегатов в настоящее время приобрели большую практическую значимость.

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Существует ряд мероприятий, проводимых для оптимизации технологических режимов:

- подключение новых потребителей или источников газа;
- применение оптимизационных комплексов моделирования для нахождения оптимального режима работы системы;
- использование межсистемных перемычек и регуляторов давления газа.

Совершенствование диспетчерского управления в целях рационализации режимов магистрального транспорта газа посредством расчетно-оптимизационных комплексов привело к экономии природного газа на 13,6% от общей экономии газа в 2014 году [27].

Посредством диспетчерского управления осуществляется постоянный контроль и анализ сетей, а также оказывается управляющее воздействие на них в случае необходимости. Контроль производится следующими методами:

- анализом режимных показателей;
- расчетами газовых балансов;
- оптимизационным и прогнозным моделированием;
- автоматизацией поддержки принятия решений.

При отклонении от заданного режима работы газопровода возникает необходимость в переоценке ситуации и принятии решения по работе технологического оборудования.

Производственно-диспетчерская служба выполняет следующие основные функции:

- сохранение установленного режима транспорта газа;
- мониторинг эксплуатационных параметров технологического оборудования компрессорных станций, газораспределительных станций и линейной части;

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

- контроль качества газа;
- регулировка положения кранов;
- контроль поступления и распределения плановых объемов газа;
- контроль выполнения планово-предупредительных работ, текущего и капитального и аварийного ремонта;
- распознавание аварийных ситуаций на газопроводах и их локализация;
- документирование обстановки с подготовка отчетной информации;
- передача оперативной и режимно-технологической информации на вышестоящий уровень управления.

Режим работы газопровода может изменяться, в таких случаях диспетчеру необходимо самостоятельно на короткий промежуток времени разрабатывать режим в зависимости от ситуации. При повышении температуры или при наступлении выходных расход газа снижается. В таком случае диспетчер должен разработать оперативный режим, при котором будет обеспечиваться минимальное количество работающих агрегатов.

В работе [34] рассмотрены режимы функционирования газотранспортной системы в условиях длительной эксплуатации при необходимости переходов с одной производительности на другую. Предложен алгоритм для уменьшения количества переключений оборудования системы при изменении производительности с применением метода двумерного динамического программирования.

В работе [19] рассмотрена система, применяемая на Уренгойском месторождении при появлении нештатных ситуаций для поддержки принятия решений. В данной системе помимо математических моделей также используются механизмы экспертной системы и алгоритмы «если-то-иначе». Таким образом происходит автоматизированный анализ и помощь в принятии решения, при этом человеческий фактор минимизируется.

На основе проведенного в главе анализа могут быть сформулированы следующий вывод: для повышения надежности магистрального транспорта газа существует потребность в разработке мероприятий по снижению амплитуды изменения давления газа и порядка принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

					<i>Обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

## 2 Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам

На сегодняшний день природный газ является главным топливным элементом энергетического комплекса России и большинства экономически развитых стран Европы и всего мира Согласно [20], на его долю приходится более 22 % объемов потребления всех видов источников с опережающей динамикой роста до 2050 года

Добыча углеводородов является очень дорогостоящим процессом В результате чего, в отрасли принят ряд нормативных документов, в которые входит и «Концепция по энергоэффективности транспорта газа» [17], которые регламентируют максимально эффективное использование природных ресурсов (углеводородов) и максимально эффективное применение современных технологий для осуществления транспортировки от мест добычи до потребителя.

Рациональная эксплуатация промышленных объектов трубопроводного транспорта, контроль и анализ параметров, влияющих на режимы перекачки, а также предупреждение аварийных ситуаций являются стратегически важными задачами для развития газовой промышленности

В настоящее время на предприятиях газовой промышленности обращают серьезное внимание на проблемы оптимального управления газотранспортной системой, а также вопросы достоверной оценки и прогноза режима транспорта газа в процессе оперативного регулирования с учетом фактического технического состояния оборудования Связанно это с ростом стоимости энергоресурсов, увеличением себестоимости транспортировки газа и невозобновляемостью природных ресурсов.

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Щедров Е.А.			Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					30	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Принципы, закладываемые в управление системами газоснабжения, тесно связаны с историей развития газовой промышленности в стране: расположение крупнейших месторождений и их дебит, расположение и запросы крупнейших поставщиков. Таким образом, политическая и экономическая составляющие газовой отрасли всегда требовали обеспечения плановых заданий, которые ставились исходя из проектных (максимальных) мощностей трубопроводов. Газопроводы, в свою очередь, проектировались исходя их потребностей и нужд потребителей, но, с течением времени, изменением политических и экономических ситуаций в стране, меняются и запросы потребителей и отдельных регионов: для обеспечения одних становится нужно большее количество газа, для других же, наоборот, меньше.

Таким образом, рассмотрим три возможных состояния газопотребления:

1 Газопровод работает по своим проектным параметрам и удовлетворяет потребности потребителя. Тогда управление ГТС сводится к поддержанию проектных параметров, вопросы экономии топливного газа и оптимизации режимов транспорта, в таком случае, тоже рассматриваются, но не являются приоритетными.

2 Потребности превышают возможности газопровода. В этом случае, как единственно возможный вариант, решением является только строительство дополнительной нитки трубопровода, так как работать на значениях, превышающих проектные, невозможно.

3 Снижение загрузки газотранспортной системы приводит к необходимости обеспечения работы на нештатных режимах эксплуатации. Причинами снижения объёмов транспорта могут быть как истощение запасов газа крупнейших месторождений или диверсификация потоков газа за счет открытия новых, так и сокращение спроса на газ по причине кризисных явлений. Таким образом, особенность режимов работы многих

газотранспортных систем в настоящее время состоит в том, что объемы транспортировки газа стали существенно ниже проектных величин. Это приводит к недоиспользованию мощности КС, разгрузке линейной части МГ и, как следствие, повышенному расходу ТЭР на транспорт газа.

Снижение загрузки ГТС существенно расширяет возможности маневрирования режимами работы газотранспортных систем. Так, варианты транспортировки газа могут предусматривать реализацию различных конфигураций ГТС, предполагающих эксплуатацию КС с максимальными (или близкими к ним) степенями сжатия либо с невысокими степенями сжатия (за счет смещения рабочих точек ГПА в правую зону газодинамических характеристик ЦБН или снижения числа оборотов валов ЦБН). В зависимости от выбранной конфигурации ГТС, затраты ТЭР на транспорт газа могут значительно отличаться, что и делает актуальной тему оптимизации режимов работы трубопроводного транспорта газообразных углеводородов.

## 2.1 Критерии оптимизации режимов работы КС

В соответствии с [14], результатом решения задачи управления объемами перекачки является выбор распределения давлений газа и схем работы компрессорного цеха (КЦ), режимы работы ГПА, другого технологического оборудования и иных параметров при каком-то заданном критерии, который представляет собой целевую функцию, имеющую ряд технологических ограничений.

Таковыми критериями являются:

- минимум энергетических или стоимостных затрат на транспорт газа при заданных объемах и давлениях на входах/выходах МГ;
- минимум отклонения от заданного режима;
- минимум давлений на входах для поддержания заданных объемов;
- максимум аккумуляции газа в трубопроводах;
- максимальная производительность ГТС.

					<i>Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



В соответствии с [13], при выборе критериев руководствуются непрерывностью технологического процесса поставки природного газа потребителю

Критерием оптимизации при расчете нормативного планового режима является минимум затрат ТЭР на компримирование. Таким образом, выбор критерия влечет за собой необходимость решения сложной алгебраически-геометрической задачи, на основании которой проводят итерацию оптимальных технических условий эксплуатации. Расчет выполняют с использованием программно-вычислительных комплексов, представленных в отраслевом фонде газотранспортного предприятия в виде алгоритмов и программ.

Таким образом, оптимизация режимов перекачки представляет собой рационализацию работы компрессорных станций магистрального газопровода и заключается в:

- перераспределении нагрузки между КС
- выборе схемы компримирования природного газа с минимальными энергозатратами, которым соответствует минимальная внутренняя мощность, наибольший политропический КПД и оптимальная степень сжатия (те близкая по значению паспортным данным) при заданной производительности перекачки.

Энергозатраты могут различаться в зависимости от привода нагнетателя:

- для КС, оборудованных газовыми мотокомпрессорами или приводом от газотурбинных установок (ГТУ) – это расход топливного газа.
- для центробежных нагнетателей (ЦБН) с электроприводом – это расход электрической энергии.

Удельные энергозатраты – это отношение общих энергозатрат к объёмному расходу газа за единицу времени при стандартных условиях:

$$W_{уд.} = \frac{W}{Q_{СТ}}$$

где  $W_{уд.}$  – энергозатраты;

$W$  – удельные энергозатраты;

$Q_{СТ}$  – расход газа за единицу времени при стандартных условиях.

Более полным критерием оптимального перераспределения нагрузки между ГПА является минимум удельных топливно-энергетических затрат при учете реального технического состояния ГПА. Снижение КПД и рост мощности при одной и той же производительности говорит об ухудшении технического состояния машины.

## 2.2 Факторы, влияющие на режимы работы КС

### 2.2.1 Сезонное изменение режима потребления газа

Режим потребления газа – расход объема газа потребителем за определенный период времени (сутки, неделя, год). Создание систем газоснабжения районов и городов происходит исходя из проектов, которые включают в себя годовой расход газа каждым из потребителей.

Все потребители газа в городе используют его неравномерно. Таким образом, исходя из выбранного промежутка времени различают сезонную, суточную, часовую неравномерности. Потребление газа зависит от многих условий, таких, например, как: климатические условия, степени загруженности предприятий, газооборудованием квартир. Меняющееся газопотребление, в свою очередь, очень сильно сказывается на экономических показателях системы газоснабжения и, чем меньше подача природного газа соответствует спросу на него, тем меньше надежность этой системы.

Режим потребления газа по месяцам года описывается годовыми графиками, которые строят в предположении постоянного расхода в течение каждого месяца. Графики позволяют правильно планировать спрос на газ, определять необходимую мощность потребителей-регуляторов, планировать ремонтные работы на газовых сетях и их сооружениях. Графики строят для всех потребителей города, разделив их на группы. Вначале по оси ординат откладывают расходы газа потребителями с наименьшей неравномерностью (промышленностью и электростанциями), далее коммунально-бытовыми потребителями и, наконец, расходы газа на отопление и вентиляцию. Полученный график характеризуется максимальным потреблением в зимние месяцы и минимальным — в летние. Наибольшую неравномерность потребления газа создает отопительная нагрузка: чем больше доля этой нагрузки, тем больше неравномерность.

Неравномерность графика сезонного потребления характеризуется двумя коэффициентами: неравномерности потребления, равным отношению расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год (мощностная характеристика), и несбалансированности годового потребления, равным отношению количества газа, потребляемого больше (или меньше) среднего уровня, к годовому потреблению (объемная характеристика).

Иногда сезонная неравномерность потребления газа устраняется введением принудительного графика потребления. При этом промышленные предприятия являются буферным потребителем, сглаживающим неравномерность расхода. В зимнее время такие предприятия отключают от газовой сети. В это время они используют другой вид топлива (уголь, мазут). Летом их подключают к газовой сети. Наиболее рациональным решением вопроса покрытия неравномерности является хранение летних избытков газа в подземном хранилище вблизи района потребления с выдачей их в период повышенного потребления в городскую сеть. В этом случае достигается полная загрузка газопровода в течение года. Прежде чем сооружать подземное

газохранилище на заданный объем хранения, надо определить количество газа, потребляемого в течение всего года. Когда будут подсчитаны годовые объемы потребления и ежемесячные расходы газа, можно спланировать объем хранилища, который сможет выровнять сезонную неравномерность газопотребления. При транспорте газа по магистральному газопроводу в течение года необходимо, чтобы была достигнута его полная загрузка, так как, только в этом случае, стоимость перекачки будет наименьшей.

### 2.2.2 Целостность магистральных трубопроводов

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промышленных и магистральных трубопроводов. Для выявления дефектов и определения износа трубопровода проводят ВТД, по результатам которой поврежденный участок выводят в ремонт. Несмотря на то, что сам вывод участка в ремонт уже влияет на режим перекачки и требует перехода на байпасную линию, после ремонтных работ на участок может быть наложено ограничение по давлению, что потребует снизить рабочее давление на предшествующих участках и повысить на последующих, чтобы выдержать необходимое потребителю давление на выходе. Также компрессорные станции после ремонтного участка будут перегружены и, соответственно, это приведет к понижению энергоэффективности и повышению эксплуатационных затрат.

В исследованиях [22] подчеркивается, что, несмотря на серьезную очистку газа перед пуском его в МГ, возможно остаточное содержание твердых частиц в транспортируемой среде. Максимальному износу подвергаются места поворота трубопровода, так поток газа меняет направление, а соответственно, и взвешенные в нем частицы оказывают воздействие на внутреннюю часть ГП. На ровном участке газопровода абразивному износу подвержена его донная часть, а обусловлено это тем, что под действием силы тяжести твердые частицы стремятся вниз и,

соответственно, наибольшее воздействие оказывают именно на донную часть трубопровода

Также на целостность газопровода оказывает непосредственное влияние оказывает коррозия Она определяется внешней средой, то есть той средой, в которой находится газопровод Таким образом различают атмосферную, жидкостную и подземную (почвенную) коррозии При надземной или наземной прокладке газопровода, коррозия происходит в атмосфере, при его подводной прокладке воздействие оказывает жидкая среда и, соответственно твердая среда при подземной укладке, где и происходит почвенная коррозия Все перечисленные виды коррозии приводят к разрушению газопровода, а, соответственно, влияют на режимы перекачки природного газа Участки, особо подверженные коррозионному износу, необходимо ограничивать по давлению, что приведет к не рациональному распределению нагрузки на компрессорных станциях, а как следствие, перерасходу топливно-энергетических ресурсов.

### 2.2.3 Гидратообразование

Гидраты откладываются на внутренних стенках трубопровода тем самым понижая его эффективный диаметр и, как следствие, пропускную способность трубопровода Это приводит к падению давления, становится необходимой дополнительная загрузка компрессорных станций и, соответственно, растут эксплуатационные затраты Более того, гидраты могут перемещаться по трубопроводу в потоке среды, а их скопление создает гидратные пробки, способные закупорить трубопровод, что приводит если не к полной остановке перекачки, то к чрезмерному повышению давления на КС.

Газовые гидраты – твердая форма природного газа, образуемая в результате наличия гидратообразующего вещества, воды и определенных термобарических условий.

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

					<i>Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

•Благоприятные термобарические условия Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления.

•Наличие гидратообразующего вещества К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

•Достаточное количество воды Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей.

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

•Турбулентность Высокие скорости потока положительно влияют на скорость образования гидратов Таким образом дроссельная арматура имеет повышенную чувствительность к загидрачиванию, тк клапан имеет уменьшенное проходное сечение, скорость потока газа значительно увеличивается Более того, из-за эффекта Джоуля-Томсона, проходя через дроссель, природный газ охлаждается, что тоже способствует повышенному риску образования гидратов.

•Центры кристаллизации Центром кристаллизации является неоднородность поверхности трубы или мелкая частица, которая создает благоприятные условия для фазового перехода жидкости в твердый газогидрат Таким образом, центрами кристаллизации, как правило, являются сварные швы, клапаны, тройники, механические примеси Также центром кристаллизации может являться граница раздела вода-газ.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

					<i>Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

### 3 Анализ режимов работы и технического состояния компрессорных станций магистральных газопроводов

#### 3.1 Необходимость и методика проведения анализа работы оборудования

Основным видом силового оборудования в КЦ-5 является электродвигатель ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р [14] Для ГПА одним из основных требований является способность безотказной работы при всех режимах в течении установленного срока В процессе длительной эксплуатации происходит постепенное ухудшение физических и механических свойств материалов, растут статические, динамические и термические напряжения в элементах агрегата.

Возникают процессы старения, износа, коробления, растрескивания материалов Отдельные узлы и детали приходят в неисправное состояние, хотя в целом агрегат продолжает сохранять работоспособность Такое состояние определяется как постепенный отказ Это связано с длительностью работы агрегатов и появляется в ухудшении технических показателей этих агрегатов.

Отрицательные последствия постоянных отказов заключаются в снижении мощности и коэффициента полезного действия ГПА, увеличении затрат на восстановление его работоспособности, создании предпосылок для появления аварийных ситуаций Для ГПА наибольшую опасность представляют внезапные отказы, в результате которых разрушается механическая часть агрегата и теряется его работоспособность Возникает необходимость аварийной остановки ГПА для уменьшения последствий разрушений и для безопасности обслуживающего персонала.

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Щедров Е.А.			Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					39	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Правильная организация планово-предупредительных ремонтов в значительной мере способствует снижению числа отказов в период нормальной эксплуатации. В промежутках между планово-предупредительными проявляются в основном внезапные и, лишь частично, износные отказы, обусловленные интенсивным износом, превышающим нормативные пределы. В период нормальной эксплуатации внезапные отказы являются следствием несовершенства отдельных конструктивных элементов или резкого изменения режимов эксплуатации. Поскольку они носят случайный характер и не могут быть полностью устранены, то при оценке надежности компрессорного цеха основное внимание уделяется учету именно этого вида отказов.

Внезапные отказы отдельных деталей машин, как правило, между собой независимы. В то же время они могут вызывать отказы элементов агрегата. Разработка и внедрение системы технической диагностики ГПА наряду с использованием новой техники и технологии на компрессорных станциях, а также наряду с внедрением АСУ КС, может рассматриваться как важнейшее средство повышения надежности и эффективности функционирования транспортного оборудования [21].

В комплексную систему технической диагностики входят:

- параметрическая диагностика;
- тестовая диагностика (режим пуска, режим остановки);
- функциональная диагностика (процесс определения параметров в процессе эксплуатации);
- вибрационная диагностика;
- диагностика на остановленном агрегате;
- термодинамическая диагностика.

При эксплуатации ГПА на магистральных газопроводах штатной системой автоматики измеряются все параметры необходимые для контроля



за работой отдельных узлов и агрегата в целом. Параметры могут изменяться установленных пределах, и их отклонение за допустимые пределы является признаком развития неисправности.

В параметрической диагностике используются приведенные величины, называемые диагностическими признаками, характеризующими техническое состояние отдельных узлов ГПА. Для оценки технического состояния агрегата в целом используются интегральные коэффициенты технического состояния. Коэффициенты технического состояния определяются расчетным путем по совокупности исходных параметров. Значения КТС изменяются в узких пределах  $0 \div 1$ .

Одним из важнейших преимуществ виброакустической диагностики является возможность предупреждения развития неисправностей при сравнительной легкости ее автоматизации, причем автоматизировать можно как процесс получения и обработки информации, так и процессы передачи анализа. Вибродиагностика требует специальных приборов и в настоящее время применяется ограниченно. Основными задачами исследования является определение уровней и спектрального состава акустических колебаний, создаваемых источниками шума, вибрации при проявлении неисправностей в системах газоперекачивающих агрегатов.

Виброакустические характеристики (вибросмещение, виброскорость, виброускорение) дают возможность оценить мощность отдельных источников в общем шуме, а сопоставление закономерностей измерения возмущающих сил, возникающих в каждом источнике, с изменением шумовых полей, позволяет определить значимость каждого из источников в условиях эксплуатации. Сопоставление данных спектрального анализа в зоне повышенного шума со спектром отдельных источников позволяет определить причину возмущающих неисправностей.

Вибрационная диагностика ГПА позволяет при правильной интерпретации регистрируемых сигналов получить данные о состоянии как агрегата в целом, так и его отдельных узлов и деталей, при этом используется относительно небольшое число датчиков и информация выдается за короткий отрезок времени.

Термодинамическая диагностика заключается в определении термодинамического КПД, либо изменения давления на входе и на выходе из агрегата.

Для получения достаточно полной информации о техническом состоянии ГПА и принятии обоснованных мероприятий по обеспечению в дальнейшей эксплуатации достаточного уровня надежности, ремонтпригодности и эффективного использования ГПА необходимо произвести расчет следующих групп показателей:

- показатели надежности ГПА;
- показатели технического состояния ГПА

### **Определение показателей надежности ГПА**

Основными показателями для определения надежности оборудования компрессорного цеха являются: вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, параметр потока отказов. На основании которых, в дальнейшем определяются эксплуатационные показатели: коэффициенты готовности и технического использования.

Вероятность безотказной работы определяется отношением числа оставшихся в эксплуатации единиц ГПА к их общему числу  $N_0$  в момент начала эксплуатации всей группы агрегатов. Чем ближе значение вероятности безотказной работы к единице, тем выше надежность оборудования в момент времени  $t$ :

$$P(t) = \frac{N_s(t)}{N_0}, \quad (31)$$

где  $N_s(t)$  – число единиц ГПА, сохранивших работоспособность в течение промежутка времени  $t$ ;

$N_0$  – первоначальное число единиц ГПА.

Интенсивность отказов – совпадает с условной плотностью вероятности возникновения отказов, определенной при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник. Интенсивность отказов вычисляется по формуле:

$$\lambda(t) = -\frac{P'(t)}{P(t)}, \quad (32)$$

где  $P'(t)$  – статистическая вероятность отказа устройства на интервале заданного времени  $t$ ;

$P(t)$  – вероятность безотказной работы.

Параметр потока отказов – показатель безотказности восстанавливаемых объектов:

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E[v(t + \Delta t) - v(t)]}{P(t)}, \quad (33)$$

где  $v(t)$  – число отказов, наступивших от начального момента времени до достижения наработки  $t$ .

В практике часто используют усредненный параметр потока отказов:

$$\bar{\mu}(t) = \frac{E[v(t_2) - v(t_1)]}{t_2 - t_1}, \quad (34)$$

Статистическая оценка параметров производится на основании формулы:

$$\overset{\vee}{\mu}(t) = \frac{v(t_2) - v(t_1)}{t_2 - t_1}, \quad (35)$$

За исследуемый период времени не один газоперекачивающий агрегат не отказал, следовательно, вероятность безотказной работы будет равна 1, а интенсивность на отказ и параметр потока отказов 0

Коэффициентом готовности  $K_{ГОТ}$ , показывающим вероятность того, что оборудование будет работоспособно в произвольно выбранный момент времени между плановыми техническими осмотрами:

$$K_{ГОТ} = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП}}, \quad (36)$$

где  $T_P$  – время работы оборудования за анализируемый период времени, час;

$T_{ВП}$  – время вынужденного простоя, час.

Коэффициентом технического использования  $K_{ТИ}$ :

$$K_{ТИ} = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП} + T_{ППР}}, \quad (37)$$

где  $T_{ППР}$  – время технического обслуживания и планового ремонта, час.

Наработкой на отказ:

$$K_{ОГ} = \frac{T_P}{П}, \quad (38)$$

где  $П$  – количество отказов оборудования за анализируемый период.

Расчет показателей эксплуатации ГПА выполнен поквартально за период с января 2019 года по декабрь 2019 года, включительно.

Исходные данные для расчета показателей эксплуатации ГПА приведен в приложении В, а полученные результаты расчетов представлены графически на рисунках 3.1, 3.2.

Пример расчета показателей эксплуатации для ГПА за I квартал 2019 г.

$$K_{ГОТ} = \frac{6283}{6283 + 0} = 1,$$

$$K_{ТИ} = \frac{6283}{1190 + 0 + 197} = 0,9696,$$

$$K_{ОГ} = \frac{1190}{0} = -$$

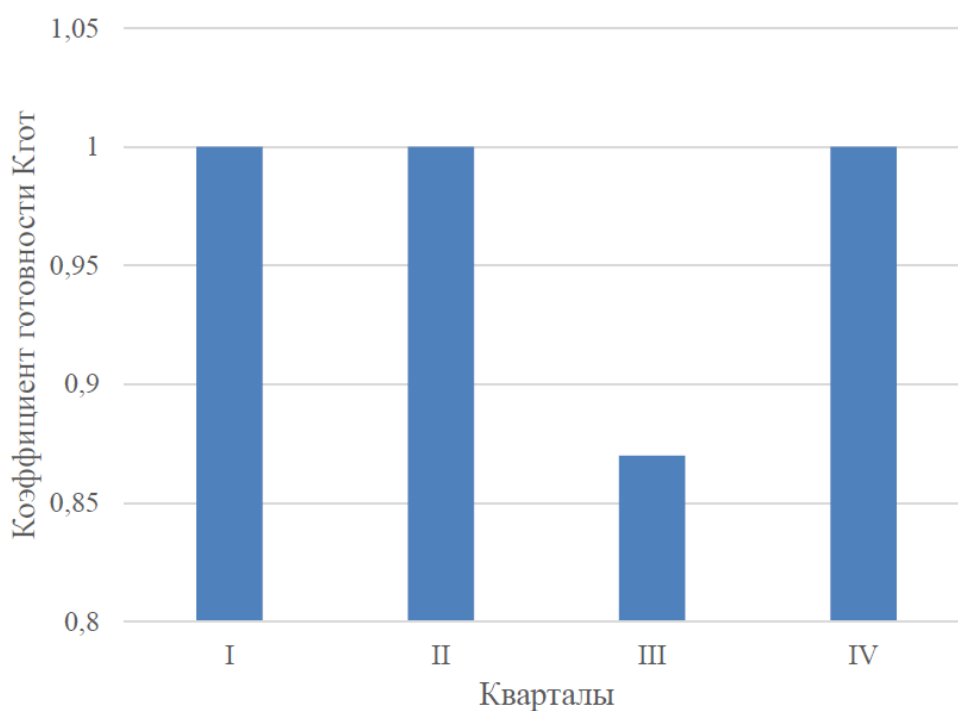


Рисунок 3.1 – Показатели эксплуатации ГПА Коэффициент готовности  $K_{ГОТ}$

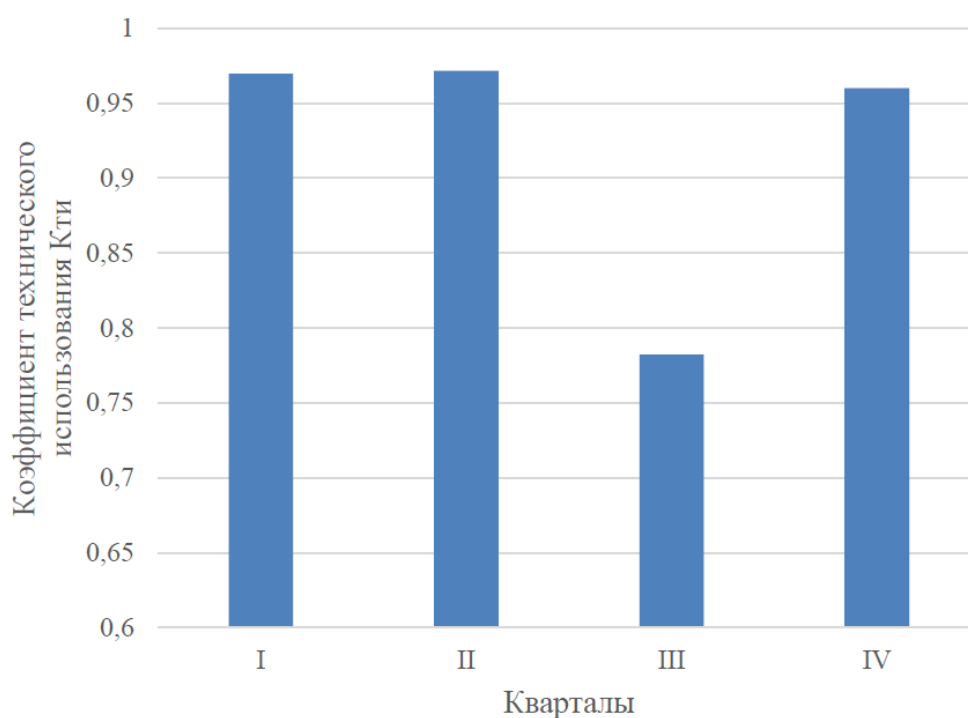


Рисунок 32 – Показатели эксплуатации ГПА Коэффициент технического использования  $K_{ТИ}$ .

### 3.2 Определение показателей технического состояния ГПА

В условиях эксплуатации происходит непрерывное изменение основных характеристик агрегатов, в связи с чем возникает задача постоянного контроля за техническим состоянием агрегатов и принятие своевременных мер по поддержанию его на определенном уровне. Это достигается различными методами диагностики технического состояния агрегатов.

На компрессорной станции наиболее доступным, простым и, одновременно, достаточно эффективным методом диагностирования является расчетный метод, на основании которого можно дать оценку технического состояния отдельно ГПА и нагнетателя.

Техническое состояние нагнетателя и ГПА устанавливается на основе эксплуатационных данных и расчета коэффициентов технического состояния нагнетателя  $K_H$  и технического состояния ГПА –  $K_N$ .

### 3.2.1 Определение коэффициентов технического состояния нагнетателя

Определение коэффициента технического состояния нагнетателя проводится по методике, изложенной в [30], которая состоит в следующем:

- определение работы сжатия газа в нагнетателе по разности энтальпий:

$$\Delta i = C_{pm,1} \cdot \Delta t - (C_p D_i)_{m,2} \cdot \Delta P; \quad (39)$$

где  $C_{pm,1}$  – среднее значение теплоемкости газа при условии  $P_i = idem$ , кДж/(кг·К);

$(C_p D_i)_{m,2}$  – среднее значение комплекса  $C_p D_i$  при условии  $t_2 = idem$ , кДж/(кг·К);

$\Delta t$  – разность температур газа в нагнетателе,  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;

$\Delta P$  – разность давлений газа в нагнетателе,  $\Delta P = P_2 - P_1$ .

Величины, входящие в выражение определения  $\Delta i$ , определяются из следующих соотношений:

$$C_{pm,1} = (0,37 + 0,63 \cdot r) \cdot [(0,003 - 0,0009 \cdot P_1) \cdot t_m + 0,11 \cdot P_1 + 2,08]; \quad (310)$$

$$(C_p D_i)_{m,2} = (0,37 - 0,37 \cdot r) \cdot [(0,00012 \cdot t_2^2 - 0,0135 \cdot t_2 + 0,31) \cdot P_m + 0,0463 \cdot t_2 + 11,19]; \quad (311)$$

где  $r$  – содержание метана в газе, доли единиц, [приложение Г];

$t_m$  – среднее арифметическое значение температуры газа, К:

$$t_m = \frac{t_1 + t_2}{2}; \quad (312)$$

$P_m$  – среднее арифметическое значение давлений газа, МПа:

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2}. \quad (313)$$

- определение потенциальной работы газа в нагнетателе, кДж/кг:

					Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$w_{1,2} = \frac{P_1 V_1 + P_2 V_2}{2} \cdot \ln \varepsilon; \quad (314)$$

где  $\varepsilon$  – соотношение давлений процесса сжатия газа,  $\varepsilon = P_2 / P_1$ ;

параметры  $P_1 V_1$  и  $P_2 V_2$ , кДж/(кг·К), определяются из следующих соотношений:

$$P_1 V_1 = (1,49 \cdot r - 0,49) [(0,017 \cdot P_1 - 0,555) \cdot t_1 - 2,73 \cdot P_1 + 139,4]; \quad (315)$$

$$P_2 V_2 = (1,49 \cdot r - 0,49) [(0,017 \cdot P_1 - 0,555) \cdot t_2 - 2,73 \cdot P_2 + 139,4]; \quad (316)$$

•определение политропического КПД процесса сжатия в нагнетателе (фактического):

$$\mu_{пол} = \frac{w_{1,2}}{\Delta i}; \quad (317)$$

•определение паспортного политропического КПД:

Паспортный политропический КПД зависит от  $Q_{ПР}$  и определяется по приведенной характеристике нагнетателя [приложение Г];

•определение коэффициента технического состояния нагнетателя  $K_H$ :

$$K_H = \frac{\eta_{пол}}{\eta_{пол.н}}; \quad (318)$$

Расчет коэффициента технического состояния нагнетателя  $K_H$  выполнен за период с I квартала 2019 г по IV квартал 2019 г Расчет проведен на основании эксплуатационных данных [приложение Б]

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1 и представлены графически на рисунке 3.3.

$$t_m = \frac{3,3 + 25,67}{2} = 14,485^\circ\text{C};$$

$$P_m = \frac{3,75 + 4,62}{2} = 4,185 \text{ МПа};$$

					Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



$$C_{pm,1} = (0,37 + 0,63 \cdot 0,9815) \cdot \\ \cdot [(0,003 - 0,0009 \cdot 3,75) \cdot 14,485 + 0,11 \cdot 3,75 + 2,08] = \\ = 2,458 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$(C_p D_i)_{m,2} = (0,37 - 0,37 \cdot 0,9815) \cdot \\ \cdot [(0,00012 \cdot 25,67^2 - 0,0135 \cdot 25,67 + 0,31) \cdot 4,185 + 0,0463 \cdot 25,67 + 11,19] = \\ = 0,07 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$\Delta t = 25,67 - 3,3 = 22,37^\circ\text{C};$$

$$\Delta P = 4,62 - 3,75 = 0,87 \text{ МПа};$$

$$\Delta i = 2,458 \cdot 22,37 - 0,07 \cdot 0,87 = 54,927 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$P_1 V_1 = (1,49 \cdot 0,9815 - 0,49) \cdot \\ \cdot [(0,017 \cdot 3,75 - 0,555) \cdot 3,3 - 2,73 \cdot 3,75 + 139,4] = 186,521 \text{ кДж}$$

$$P_2 V_2 = (1,49 \cdot 0,9815 - 0,49) \cdot \\ \cdot [(0,017 \cdot 3,75 - 0,555) \cdot 25,67 - 2,73 \cdot 4,62 + 139,4] = \\ = 166,976 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$w_{1,2} = \frac{186,521 + 166,976}{2} \cdot \ln 1,23 = 42,452 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$\mu_{пол} = \frac{42,452}{54,927} = 0,773;$$

$$\mu_{пол.n} = 0,835;$$

$$K_H = \frac{0,773}{0,835} = 0,931;$$

Таблица 3.1 – Коэффициент технического состояния нагнетателя  $K_H$

Год, квартал	$C_{pm,1}$	$(C_p D_i)_{m,2}$	$\Delta i$	$P_1 V_1$	$P_2 V_2$	$w_{1,2}$	$\eta_{пол}$	$\eta_{пол.н}$	$K_H$
I кв 2019	2,458	0,07	54,927	186,521	166,976	42,452	0,773	0,835	0,931
II кв 2019	2,472	0,069	51,84	184,241	165,559	37,043	0,715	0,848	0,856
III кв 2019	2,479	0,068	52,745	182,234	164,104	32,336	0,613	0,805	0,766
IV кв 2019	2,466	0,069	54,208	185,453	166,742	35,806	0,663	0,813	0,816

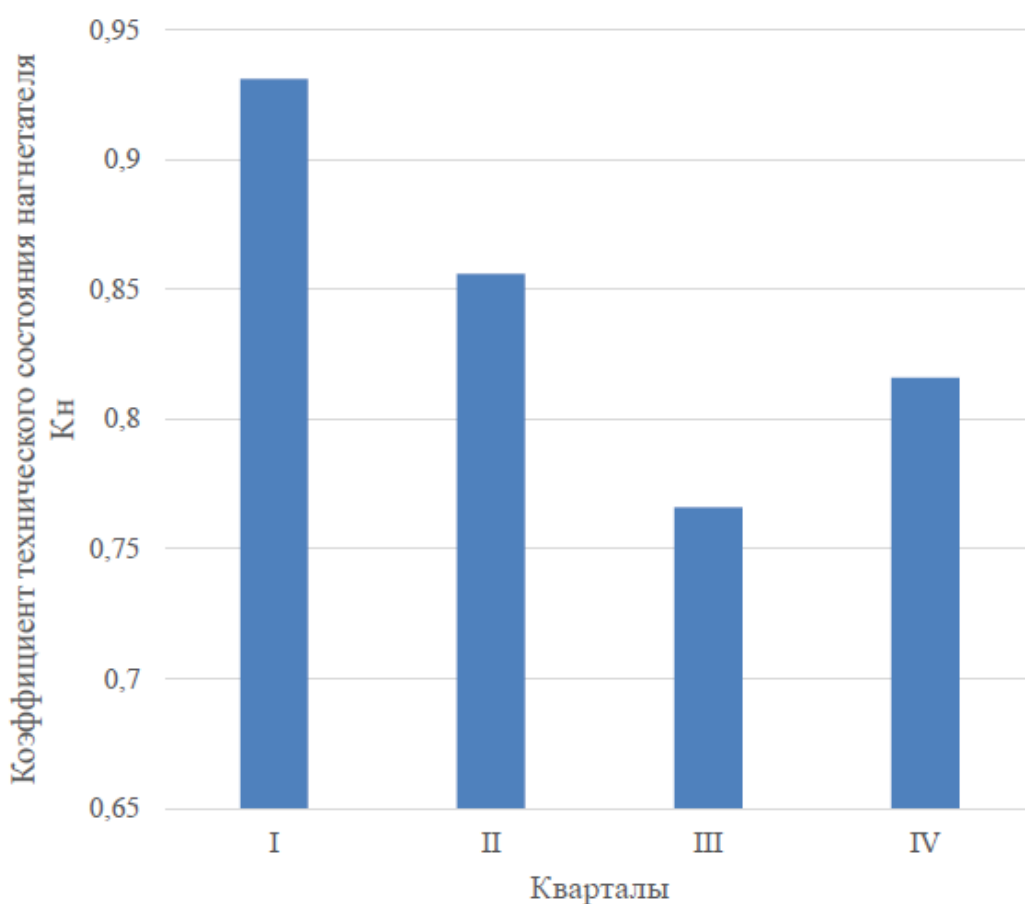


Рисунок 33 – Коэффициент технического состояния нагнетателя  $K_H$

### 3.2.2 Оценка результатов анализа надежности и технического состояния оборудования

При оценке коэффициентов надежности ЭГПА на КС за период с января 2019 года по декабрь 2019 года наблюдается следующее:

- состояние агрегатов находится в периоде нормальной работы,  $K_{ГОТ}$  и  $K_{ТИ}$  (соответственно коэффициенты готовности и технического

использования) остаются на достаточно высоком уровне за счет выполнения качественных ремонтов и увеличения межремонтного ресурса, что сократило вынужденный простой ( $T_{PEM}$ ) ГПА;

- техническое состояние агрегатов в целом хорошее;
- коэффициент наработки на отказ ( $T_{OT}$ ) почти не изменился за исследуемый период работы компрессорной станции, отказов оборудования не произошло.

### 3.3 Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА

Определение параметров газа на входе нагнетателей [5]:

$$P_{B1} = P_{BX} - \Delta P_{BX}; \quad (319)$$

$$T_{B1} = T_{BX};$$

где  $T_{B1}$  – температура газа на входе нагнетателей и на входе КС, К;

$P_{B1}$  – давление газа на входе нагнетателей и КС, МПа;

$\Delta P_{BX}$  – потери давления во входных технологических коммуникациях КС, МПа.

Расчет характеристик газа при условиях на входе в нагнетатели:

- определяем газовую постоянную, Дж/(кг·К):

$$R = 287 / \Delta; \quad (320)$$

где  $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху [приложение Г];

- определяем плотность газа при условии входа в нагнетатель, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{BX} = \frac{P_{BX}}{Z_{BX} \cdot R \cdot T_{BX}}; \quad (321)$$

Определение объемной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_V = \frac{Q \cdot \rho_{CT}}{1440 \cdot \rho_{BX}}, \quad (322)$$

где  $Q$  – производительность нагнетателя, млнм<sup>3</sup>/сут;

					Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$\rho_{CT}$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{CT} = 1,205 \cdot \Delta, \quad (323)$$

$$Q = \frac{Q_{KC}}{K}, \quad (324)$$

где  $Q_{KC}$  – производительность КС, млнм<sup>3</sup>/сут;

$K$  – количество параллельно работающих нагнетателей.

Для электроприводных нагнетателей с постоянной частотой вращения ротора двигателя  $n = n_H$ .

Определение приведенной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_{ПП} = Q_V \cdot \frac{n_H}{n}, \quad (325)$$

Расчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя [5]:

$$\left[ n / n_H \right] = n / n_H \cdot \sqrt{\frac{Z_{ПП} \cdot R_{ПП} \cdot T_{ПП}}{Z_{ВХ} \cdot R \cdot T_{ВХ}}}, \quad (326)$$

где  $Z_{ПП}, R_{ПП}, T_{ПП}$  – параметры газа с приведенной характеристики.

Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа

Нагнетателю гарантируется беспомпажная работа при соблюдении неравенства [30]:

$$\frac{Q_{ПП}}{Q_{\overline{ПП}}} \geq 1,1; \quad (326)$$

где  $Q_{\overline{ПП}}$  – параметры газа с приведенной характеристики, значение  $Q_{ПП}$  из приведенной характеристики, соответствующее максимуму зависимости  $\varepsilon - Q_{ПП}$  для рассматриваемого значения  $[n / n_H]_{ПП}$ , а при отсутствии максимума у зависимости  $\varepsilon - Q_{ПП}$  – минимальному значению  $Q_{ПП}$  из приведенной характеристики.

					Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Определение степени сжатия нагнетателей и относительной приведенной внутренней мощности нагнетателей  $[N_i / \gamma_{пр}]_{пр}$  по приведенной характеристике нагнетателя  $\eta_{пр} > 0,8$ .

Расчет мощности, потребляемой нагнетателем, кВт [5]:

$$N_i = \left( \frac{N_i}{\rho_H} \right)_{пр} \cdot \rho_{ВХ} \cdot \left( \frac{n}{n_H} \right)_{пр}^3 ; \quad (327)$$

Определяем требуемую мощность для привода нагнетателя, кВт:

$$N_E = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_{МЕХ}}, \quad (328)$$

где  $\eta_{МЕХ}$  – механический КПД нагнетателя, [3].

Расчет параметров газа на выходе нагнетателей [5]:

$$P_{H1} = P_{B1} \cdot \varepsilon; \quad (329)$$

$$T_{H1} = T_{B1} \cdot \varepsilon^{\frac{0,235}{\eta_{пол}}}; \quad (330)$$

где  $T_{H1}$  и  $P_{H1}$  – температура и давление газа на выходе нагнетателей К, МПа.

Пример расчета для "среднего" ГПА за 1 квартал 2019 г:

$$T_{B1} = 279,3 \text{ K};$$

$$R = 287 / 0,6821 = 420,76 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{K});$$

$$\rho_{СТ} = 1,205 \cdot 0,6821 = 0,822 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

$$P_{кр} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{СТ}) = 0,1773 \cdot (26,831 - 0,822) = 4,61 \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = 156,24 \cdot (0,564 + \rho_{СТ}) = 156,24 \cdot (0,564 + 0,822) = 216,538 \text{ K};$$

Находим  $Z_{вх}$ :

$$P_{пр} = \frac{P_{вх.кц}}{P_{кр}} = \frac{3,67}{4,611} = 0,796;$$

$$T_{np} = \frac{T_{ex}}{T_{кр}} = \frac{276,3}{216,538} = 1,276;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,276 + 0,78 \cdot 1,276^2 + 0,0107 \cdot 1,276^3 = 0,149$$

$$Z_{BX} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,796}{0,149} = 0,871;$$

$$\rho_{BX} = \frac{3,75 \cdot 10^6}{0,871 \cdot 420,76 \cdot 276,3} = 37,45 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

Определение объемной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_V = \frac{11,95 \cdot 10^6 \cdot 0,822}{1440 \cdot 37,45} = 194,085 \text{ м}^3 / \text{мин},$$

Определение приведенной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_{ПР} = 194,085 \cdot \frac{8113}{8200} = 192,026 \text{ м}^3 / \text{мин},$$

Расчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя:

$$[n / n_H]_{ПР} = 8113 / 8200 \cdot \sqrt{\frac{0,9 \cdot 490,5 \cdot 293}{0,871 \cdot 420,76 \cdot 276,3}} = 1,05;$$

Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа.

Нагнетателю гарантируется беспомпажная работа при соблюдении неравенства:

$$Q_{\overline{ПР}} = 164 \text{ м}^3 / \text{мин};$$

$$\frac{Q_{ПР}}{Q_{\overline{ПР}}} = \frac{192,026}{164} = 1,183 \geq 1,1;$$

По приведенной характеристике  $\varepsilon = 1,24$ ,  $\left(\frac{N_i}{\rho_H}\right)_{ПР} = 217 \frac{\text{кВт} \cdot \text{м}^3}{\text{кг}}$

Расчет мощности, потребляемой нагнетателем, кВт:

$$N_i = 217 \cdot 37,45 \cdot 1,05^3 = 7383,871 \text{ кВт};$$

Определяем требуемую мощность для привода нагнетателя, кВт:

					Технологические режимы транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$N_E = \frac{7383,871}{0,95 \cdot 0,99} = 7851,016 \text{ кВт.}$$

Таблица 32 – Расчетные параметры

Параметр.	Квартал, год			
	I кв 2019	II кв 2019	III кв 2019	IV кв 2019
$Q_{КС}, \text{млн. м}^3 / \text{сут}$	27,478	28,945	25,253	28,641
$Q_{ПР}, \text{м}^3 / \text{мин}$	192,026	179,883	183,735	196,247
$n_n$	2,3	2,5	2,1	2,4
$\varepsilon$	1,24	1,26	1,21	1,25
$N_i, \text{кВт}$	8397,407	7383,871	8031,224	8606,335
$N_E, \text{кВт}$	8329,357	7851,016	8539,313	9150,808

Данные расчеты показали, что расчетные параметры газа на выходе нагнетателей совпадают с фактическими. Можно сделать вывод, что ГПА находятся в хорошем техническом состоянии. Однако, при сравнении расчётных и фактических режимных параметров с проектными значениями, прослеживается значительное отклонение реальных режимов работы от проекта. Данное расхождение, актуализирует применение современных методов управления режимов работы КС.

#### 4 Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станции

Масштабы газотранспортной системы определяют большой объем работ по обеспечению ее надежного и эффективного функционирования. Изношенность основных фондов магистральных газопроводов (МГ), которая составляет 56%, и средний возраст линейной части МГ, превышающий 23 года, сказывается на безопасности эксплуатации. Средний уровень приведенной аварийности (число отказов на тысячу километров в год) на объектах транспорта газа ПАО «Газпром» составляет 0,21 - 0,18. Относительная стабильность данного показателя достигается комплексами мер по диагностике и ремонту, а также за счет снижения рабочего давления на некоторых участках газовых магистралей, что ведет к сокращению объемов транспорта газа.

В зависимости от условий (режимов) перекачки на собственные нужды (прежде всего, топливный газ и электроэнергия) тратится до 10 – 15 % транспортируемого газа. Одним из методов снижения расхода газа на собственные нужды компрессорных станций является оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые определяются как параметрами работы соответствующего компрессорного цеха (объем транспортируемого газа, степень повышения давления, температура окружающего воздуха и т.д.) и техническим состоянием элементов ГПА, так и состоянием линейной части магистрального газопровода (ЛЧМГ). Условия работы компрессорных станций (КС) также меняются в силу сезонных вариаций объема транспортируемого газа. Все это обуславливает технологические изменения давления и температуры в газопроводе, что отрицательно отражается на его работоспособности.

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Щедров Е.А.			Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					56	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						



При высокой степени износа основных фондов и высокой удельной энергоемкости МГ в газовой промышленности возрастает потребность в инновационных технологиях, которые позволят достичь экономически реализуемого потенциала ресурсосбережения для повышения энергоэффективности отрасли.

#### 4.1 Анализ методов регулирования режимов работы КС

При анализе коэффициентов технического состояния нагнетателя можно сделать вывод, что на КС-5 магистрального газопровода “НГПЗ – Парабель – Кузбасс” состояние агрегатов хорошее за весь исследуемый период с января 2019 г по декабрь 2019 г  $K_H \approx 0,786 – 0,931$ .

На КС-5 с электроприводными центробежными нагнетателями регулирование производительности может осуществляться одним из следующих способов [31]:

- дросселированием газа на входе в нагнетатель;
- путем установки входного поворотного направляющего аппарата перед колесом нагнетателя;
- байпасированием потока газа;
- заменой проточной части нагнетателя;
- изменением частоты вращения электродвигателя;
- оптимизацией режимов работы и технического состояния

Регулирование режима работы ЭГПА путем дросселирования давления газа на входе в нагнетатель может осуществляться с помощью специального регулятора, устанавливаемого после крана №7 и создающего дополнительное гидравлическое сопротивление, в результате чего искусственно изменяется характеристика газопровода на входе в нагнетатель. Этот способ нашел применение на некоторых станциях благодаря своей простоте. Однако дросселирование газа ведет к резкому увеличению энергозатрат и является

					Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

самым неэкономичным способом регулирования производительности нагнетателя

Регулирование потока газа путем установки регулируемого входного направляющего аппарата на нагнетателе позволяет осуществлять плавное изменение производительности нагнетателя и поддерживать при этом максимально возможный его КПД. Диапазон регулирования, который может обеспечить установка направляющего аппарата, практически соответствует диапазону регулирования оборотов и может находиться в пределах 0,8—1,0 номинальной частоты вращения. Изменение рабочей характеристики нагнетателя с помощью установки входного направляющего аппарата, как показывает опыт эксплуатации, является весьма эффективным способом регулирования режимом работы ГПА.

Как показывает опыт эксплуатации агрегатов, за счет подбора сменной проточной части нагнетателя можно получить рабочие характеристики, вполне приемлемые для экономичной работы ЭГПА.

Установка преобразователя частот для регулирования производительности ЭГПА изменением частоты вращения электродвигателя увеличивает производительность агрегата по сравнению с регулированием направляющими аппаратами. Это объясняется тем, что частотные преобразователи дают возможность плавно регулировать частоту вращения электродвигателя. И при малых расходах перекачиваемого газа электродвигатель вращается со скоростью, необходимой для поддержания давления. Таким образом лишняя энергия не расходуется.

Техническое состояние можно улучшить путем перехода от планово-предупредительного ремонта — обслуживание по регламенту, к обслуживанию по текущему техническому состоянию. Необходимо внедрить систему мониторинга для фиксирования изменений всех параметров в режиме реального времени. При возникновении отклонения по какому-либо

					<i>Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

параметру в срочном порядке произвести работы по устранению данного отклонения Это мероприятие позволяет минимизировать затраты на обслуживание агрегатов и электроэнергию.

Еще одним способом по повышению ресурсоэффективности является мероприятие по выбору оптимальной схемы включения ГПА Схема включения агрегатов зависит от необходимого давления и объемов перекачиваемого газа Главным пунктом при любой схеме включения является обеспечение оптимального режима работы каждого ГПА

#### **4.2 Применение современных энергосберегающих алгоритмов управления частотно-регулируемых приводов на КС**

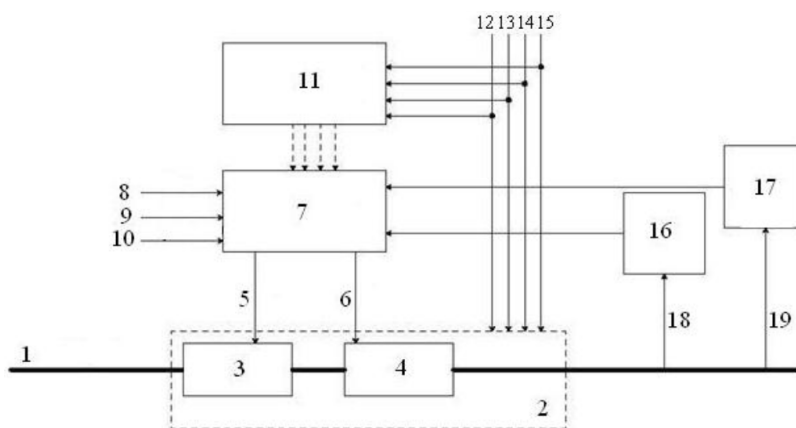
Согласно нормам технологического проектирования МГ ОНТП 51-1-85\* [11] «В комплексе средств автоматизации КЦ следует предусматривать системы автоматического регулирования (САР), обеспечивающие поддержание заданных величин давления и температуры газа на выходе станции, устройства антипомпажного регулирования и защиты ЭГПА» Однако существующие средства автоматики в основном работают автономно от агрегатов в ручном режиме, выполняя в основном защитные функции, и не обеспечивают энергоэффективные режимы Вместе с тем, сегодня возможности регулируемого электропривода ЭГПА позволяют оптимизировать энергопотребление КЦ с автоматическим слежением за возмущениями детерминированного и стохастического характера

В соответствии с патентом на изобретение ведущего проектного института ОАО «Газпром» – ОАО «Гипрогазцентр» [37] предложен способ магистрального транспорта газа, обеспечивающий наивысшую энергоэффективность при любых режимах работы магистральных газопроводов (рисунок 4.1) Это достигается тем, что температура и давление компримированного газа на выходе всех КС в начале каждого линейного участка газопровода измеряются и автоматически регулируются из условия

					<i>Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

поддержания их на оптимальном уровне в соответствии с заданием и значениями внешних возмущений, действующих на параметры потока газа в газопроводах.

Сопоставительный анализ данного способа, заключающегося в формировании давления и температуры потока сжатого газа по всей трассе МГ с помощью ЭГПА и вентиляторов АВО, установленных на всех КС в начале каждого линейного участка МГ, с аналогами показывает, что предлагаемый способ магистрального транспорта газа отличается от известных тем, что в нем автоматически устанавливаются и плавно регулируются величины давления и температуры газа с помощью регулируемых ЭГПА и АВО в зависимости от текущих значений давления и температуры газа в МГ, измеряемых соответственно датчиками давления и температуры газа, заданных параметров давления и температуры участка МГ, а также величин возмущающих воздействий стохастического характера и, тем самым минимизируются параметрические изменения давления и температуры газопровода, чем повышается его эксплуатационная надежность, а также минимизируются интегральные энергозатраты на привод ЭГПА.



**Рисунок 4.1 – Структура энергоэффективного транспорта газа через электроприводную компрессорную станцию**

(1 - линейная часть МГ, 2 – КС, 3 – ЭГПА, 4 – АВО газа, 5 и 6- скорости вращения приводов ЭГПА ( $\omega_{зад}$  ЭГПА) и вентиляторов АВО ( $\omega_{зад}$  АВО), 7 - блок расчета параметров регулирования, 8, 9, 10 - заданные значения производительности, давления и температуры газа, 11 - датчики измерения внешних воздействий, 12 – влажность воздуха ( $\beta$ ), 13 – температура воздуха ( $\theta$ ), 14 – перепад температур ( $\Delta t$ ) или давлений на КС ( $\Delta p$ ), 15 – производительность КС ( $Q$ ), 16 и 17 - датчики давления и температуры газа, измеряющих 18 и 19 - реальные значения давления и температуры газа на выходе КС)

					Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве исходного состояния оптимизации необходимо выбрать интервалы значений непрерывно изменяющихся переменных и наборы значений дискретных переменных. Причем возможные значения переменных анализируются при постепенном построении дерева, ветви которого соединены с узлами, описывающими рассматриваемые комбинации значений, с использованием технологии разделения переменных, именно разбиения, приводящего к возникновению новых узлов дерева, и оценки, именно определения с большой вероятностью ветвей дерева, которые могут привести к листьям, со-ответствующим конечному оптимизированному решению. Таким образом, в приоритетном порядке проходят ветви с наибольшей вероятностью успешного решения, причем искомые величины рассматривают как оптимальные, если заранее определенные ограничения не нарушаются или нарушаются в минимальной степени. При этом достигается минимум целевой функции, которая имеет следующий трехфакторный вид:

$$G = \alpha \cdot R + \beta \cdot W + \gamma \cdot C,$$

где  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  – весовые коэффициенты,

$R$  – фактор «режима», т.е. минимизации (максимизации) давления в определённых точках ГТС,

$W$  – фактор «энергии» или минимизации потребления электроэнергии на компримирование газа,

$C$  – фактор «цели», т.е. максимизации (минимизации) расхода газа на участке системы, расположенном между двумя точками газопровода, или давления в определенной точке соединения.

Причем указанные ограничения включают в себя ограничения равенства, в число которых входят закон потери напора в трубопроводах и первое правило Кирхгофа, определяющие расчеты сетей, и ограничения неравенства, в число которых входят ограничения на минимальные и максимальные значения расхода газа, ограничения на минимальное и максимальное давление в активных или пассивных объектах и ограничения мощности ЭГПА КС.

					Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Оптимальная конфигурация активных объектов КС моделируется в виде программы Р оптимизации следующего вида:

$$P = \begin{cases} \min_{(x,s,e)} f(x,s) = G(x) + \alpha \cdot \|S\|, \\ C_I(x) + \beta \cdot e \leq s_I, \\ C_E(x) = s_E, \end{cases}$$

где  $x \in R^n$ ,  $s_I \in R^p$ ,  $s_E \in R^q$ ,  $e \in \{0,1\}$ ,  $x$  – совокупность переменных расхода газа  $Q$  и давления  $P$ ,  $G(x)$  – целевая функция, представляющая собой экономический критерий оптимизации,  $C_I(x)$  – совокупность  $p$  линейных и нелинейных ограничений неравенства для активных объектов,  $\beta$  – вектор, коэффициенты которого равны нулю или максимальным значениям ограничений,  $e$  – вектор двоичных переменных,  $C_E(x)$  – совокупность  $q$  линейных и нелинейных ограничений равенства,  $s$  – переменная отклонения, ненулевое значение которой обозначает нарушение ограничения,  $\alpha$  – коэффициент, соответствующий допустимой степени нарушения ограничений.

В результате при заданном расходе газа 8 (рис 4.1) давление 19 и температура 18 газа на выходе КС устанавливаются и стабилизируются на заданном оптимальном по энергопотреблению КС уровне. Данный способ магистрального транспорта газа при этом представляет собой надежную и долговечную в эксплуатации систему, ограничивающую превышение давления и температуры газа выше и ниже предельных значений.

Использование предлагаемого способа магистрального транспорта газа обеспечивает по сравнению с существующими способами автоматическую стабилизацию давления и температуры газа на выходе КС, и тем самым практически полностью устраняет недопустимые деформации и напряженные состояния трубопровода и возможные разрушения его противокоррозионной изоляции, в результате чего повышается эксплуатационная надежность, а также оптимизируются интегральные

					Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

энергозатраты на привод ЭГПА и вентиляторов АВО газа магистральных газопроводов.

Для реализации данной энергоэффективной технологической схемы система электропривода ЭГПА должна быть частотно-регулируемой и инвариантной ко всем параметрам возмущениям детерминированного и стохастического характера, т.е. комбинированной САР (по отклонению и возмущению) с отрицательной обратной связью по главному технологическому параметру – давлению газа на выходе компрессорной станции. Такая система, разработанная при участии автора и представляющая патент ОАО «Гипрогазцентр» [76], показана на рисунке 42.

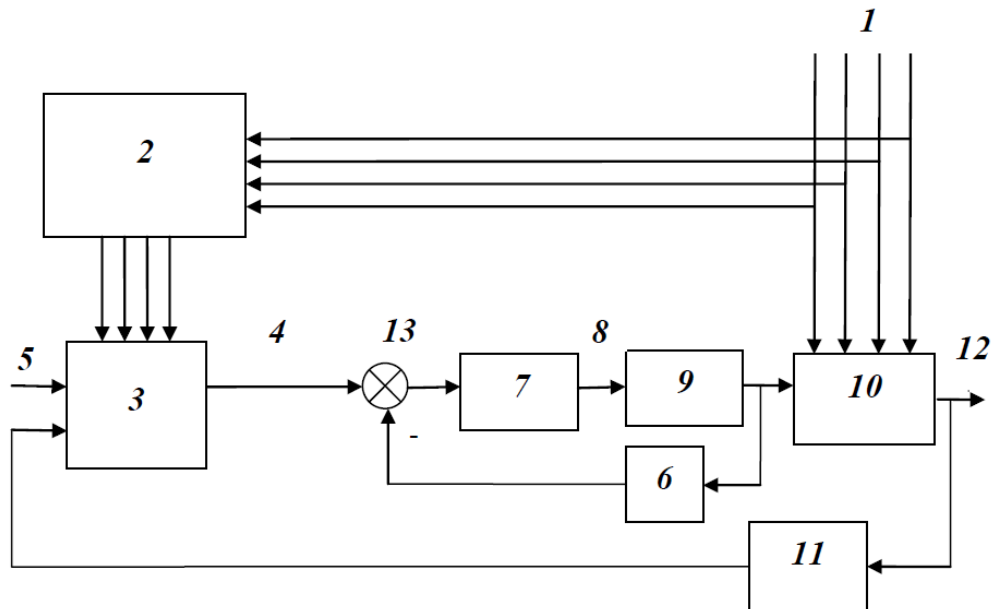


Рисунок 42 – Структура инвариантной системы частотно-регулируемого ЭГПА

Объектом управления для электропривода 9 является газоперекачивающий агрегат 10, на вход которого подводится газ. Повышение давления (компримирование) газа происходит за счет политропной работы компрессоров ГПА. Вращение газоперекачивающего агрегата 10 обеспечивает двигатель 9 с устройством изменения его частоты вращения (ПЧ) с законом управления  $U / f^2 = const$ . На вход блока 3 расчета необходимой скорости вращения поступают сигналы о величине

возмущающих воздействий с датчиков 2 измерения внешних воздействий 1 и сигнал задания давления 5, который корректируется с датчика давления 11. Динамические колебания скорости вращения электропривода ГПА 9 поступают на датчик скорости вращения 6 и далее на второй вход сумматора 13. Сигнал 4 с выхода блока 3 расчета необходимой скорости вращения электропривода ГПА поступает на сумматор 13, где корректируется сигналом с датчика скорости 6. Сигнал с сумматора 13 поступает на ПИ-регулятор 7, на выходе которого формируется сигнал 8, пропорциональный требуемой скорости вращения электропривода 9. Газоперекачивающий агрегат 10, вращаемый электроприводом 9, создает требуемое давление газа на выходе компрессорной станции 12.

Данная комбинированная система, состоящая из САР по отклонению (давления газа) и САР по возмущению (стохастических возмущений), обеспечивает автоматизацию процесса компримирования газа до оптимального стабильного давления в условиях различных случайных воздействий средствами инвариантной системы управления частотно-регулируемого ЭГПА. При этом решается искомая задача повышения точности отработки требуемой величины давления газа на выходе КС и стабилизации процесса компримирования газа средствами ЭГПА. Этому способствует строгое соблюдение параметров основного технологического процесса компримирования газа, что позволяет повысить производительность и надежность газопровода в условиях действия возмущающих воздействий.

					Мероприятий по оптимизации режима работы компрессорных станций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель данного раздела заключается в определении экономической перспективности научно-исследовательской работы по разработке мероприятий для повышения ресурсоэффективности и надёжности транспорта природного газа, а также обоснование актуальности проведения научного исследования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести планирование работ и определить время на их выполнение;
- рассчитать смету затрат на данный проект;
- определить ресурсоэффективность моделирования на основе сравнения с аналогами;
- проанализировать внешнюю и внутреннюю среды проекта;
- определить конкурентоспособность проекта.

### 5.1 Планирование работ и оценка времени их выполнения

В данном подразделе идет составление календаря продолжительности работы студента-магистранта (инженера) и научного руководителя (НР)

Данные по основным пунктам, таким как: наименование работ, количество исполнителей показаны в таблице 5.1 Под наименованием работ были представлены необходимые действия, проводимые для получения конечной цели Количество исполнителей – лица, принимающие участие в работе Время – количество дней, затраченных для реализации каждой работы и проекта в целом.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа		
Разраб.		Щедров Е.А.					
Руковод.		Шадрина А.В.				74	113
Консульт.					ТПУ гр 25М91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Таблица 5.1 – Перечень проводимых работ и распределение их по исполнителям.

Основные этапы	№ работы	Содержание работы	Должность исполнителя	Время, день.
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Научный руководитель.	1
Выбор направления исследования.	2	Изучение поставленной задачи и поиск материалов по теме.	Научный руководитель Студент-дипломник,	16
	3	Выбор моделей и способов анализа	Научный руководитель.	1
	4	Календарное планирование работ	Научный руководитель.	3
Теоретические и экспериментальные исследования.	5	Разработка моделей для исследования.	Руководитель, консультант, студент-дипломник	40
	6	Поиск методов решения	Студент-дипломник	5
	7	Реализация моделей	Студент-дипломник	9
Обобщение и оценка результатов	8	Анализ полученных результатов, выводы.	Студент-дипломник, консультант	8
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, консультант, студент-дипломник	6
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Студент-дипломник	1

## 5.2 Смета затрат на проект

Смета затрат на проектирование НИР рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{эк.ис} = K_{мат} + K_{ам} + K_{з.пл} + K_{с.о} + K_{пр} + K_{накл};$$

где  $K_{мат}$  – материальные затраты;

$K_{ам}$  – амортизация;

$K_{з.пл}$  – затраты на заработную плату;

$K_{с.о}$  – затраты на социальные нужды;

$K_{пр}$  – прочие затраты;

$K_{накл}$  – накладные расходы.

### 5.2.1 Материальные затраты

Под материальными затратами понимается величина денежных средств, потраченных на канцелярские принадлежности, необходимые для проведения работы. Величина этих затрат в данной работе составляет  $K_{mat} = 800$  руб.

### 5.2.2 Амортизация компьютерной техники

В экспериментальных исследованиях использовался компьютер Intel® Core™ i3-6700 CPU 240 GHz ОЗУ 8 Гб с монитором SAMSUNG S24D330, общей стоимостью 43500 рублей и сроком службы 7 лет.

Таким образом, амортизация компьютерной техники составляет:

$$K_{ам} = \frac{T_{исп}}{T_{календ}} \cdot Ц \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{89}{365} \cdot 43500 \cdot \frac{1}{7} = 1515 \text{ руб.};$$

где  $T_{исп}$  – время использования устройства, дней;

$T_{календ}$  – календарное время, дней;

$Ц$  – цена устройства, руб;

$T_{сл}$  – срок службы, лет.

### 5.2.3 Затраты на заработную плату

Статья включает основную заработную плату работников, включая премии, доплаты, и дополнительную заработную плату [39]:

Основная и дополнительная заработная плата исполнителей

Заработная плата состоит из основной и дополнительной заработной платы:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп};$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (принимается 12 % от  $Z_{осн}$ ), руб.

Основная заработная плата:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p;$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, дней.

Среднедневная заработная плата:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0};$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб;

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

$F_0$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб дней (таблица 52).

Таблица 52 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени, дн.	Науч рук.	Студент
Календарное число дней	140	140
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	43	43
Действительный годовой фонд рабочего времени	97	97

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{пр} + k_0) \cdot k_p;$$

где  $Z_{мс} = T_c \cdot k_m$  – заработная плата по тарифной ставке, руб;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, соответствует 30 % от  $Z_{мс}$ ;

$k_0$  – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,4;

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

Результаты расчетов вносятся в таблицу 53 Показатели заработной платы взяты из среднестатистических значений заработных плат преподавателей ВУЗов и исполнителя.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Дополнительная заработная плата подсчитывается как:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн};$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,12).

Таблица 53 – Расчет основной заработной платы

Величина.	Единица измерения	Исполнители	
		Научный руководитель. (доцент)	Студент (инженер)
		Разряд I	Разряд IV
$Z_{мс}$	руб.	36174	13491
$k_{пр}$	–	0,3	0,3
$k_p$	–	1,3	1,3
$k_д$	–	0,4	0,4
$Z_m$	руб.	79944,5	29815,1
$Z_{он}$	руб.	8571,4	3196,7
$T_p$	дней.	14	28
$Z_{осн}$	руб.	119999,2	89507,6
$Z_{доп}$	руб.	14399,9	10740,9
$Z_{зн}$	руб.	134399,1	100248,5
Итого (общее к-во):		$Z_{н.р} = 393491,1$ руб.	$Z_c = 246999,8$ руб.

По результатам расчета основная заработная плата студента составила 89507 руб., для научного руководителя 119999,2 руб. Дополнительная плата в ходе расчета составила для руководителя 14399,9 руб., для студента – 10740,9 руб.

#### 5.2.4 Затраты на социальные нужды (отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр).

В соответствии с ФЗ №212-ФЗ и на основании пункта 1 ст58 размер отчислений для организаций, осуществляющих образовательную и научную деятельность, составляет 30,2 %:

$$K_{c.o} = k_{внеб} \cdot K_{з.пл};$$

где  $k_{внеб} = 0,302$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды;

$K_{з.пл} = Z_{н.р} + Z_c = 393491,1 + 246999,8 = 640491,9$  – затраты на заработную плату научного руководителя и студента, руб.

$$K_{c.o} = 0,302 \cdot 640491,9 = 193428,3 \text{ руб.}$$

### 5.2.5 Прочие затраты

В эту статью включаются расходы по командировкам научного и производственного персонала, связанного с непосредственным выполнением конкретного проекта, величина которых принимается в размере 10% от основной и дополнительной заработной платы всего персонала, занятого на выполнении данной темы.

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{мат} + K_{ам} + K_{з.пл} + K_{c.o});$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (800 + 1515 + 640491,1 + 193428,3) = 83623,43 \text{ руб.}$$

### 5.2.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Принимаются в размере 16% от затрат на заработную плату:

$$K_{накл} = 0,16 \cdot K_{з.пл};$$

$$K_{накл} = 0,16 \cdot 640491,1 = 102478,56 \text{ руб.}$$

Смета затрат на НИИ сведена в таблицу 54.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 54 – Смета затрат на проект.

Статьи расходов.	Стоимость, руб
1 Материальные затраты	800
2 Амортизация	1515
3 Затраты на заработную плату	640491,1
4 Затраты на социальные нужды	193428,3
5 Прочие затраты	83623,43
6 Накладные расходы.	102478,56
<b>ИТОГО</b>	<b>1022336</b>

Общие затраты на реализацию экспериментального исследования составят 1022336 рублей.

### 5.3 Определение ресурсной эффективности исследования

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

Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научного исследования. Сравнение использованного метода было произведено с двумя ближайшими аналогами.

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i;$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта (аналога);

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта (аналога);

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта (аналога), устанавливается экспертным путём по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в форме таблицы 55.

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

Таблица 55 – Оценка ресурсной эффективности НИ

Критерии	Весовой коэф параметра	Текущий НИ	Аналог 1	Аналог 2
Надежность.	0,139	3	4	4
Экономичность	0,184	5	4	4
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,158	5	4	3
Ремонтопригодность.	0,186	3	2	3
Энергосбережение.	0,222	5	4	3
Постобработка результатов	0,111	5	4	5
Итого $I_p$	1	4,68	3,72	3,63

Применение современных энергосберегающих мероприятий поможет повысить показатели экономичности и энергоэффективности компрессорной станции, а также удешевить стоимость транспортировки природного газа С точки зрения ресурсной эффективности, для решения поставленной в магистерской работе задачи был выбран наиболее подходящий и выгодный вариант, так как именно он имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности 4,68.

#### **5.4 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения Для этого составлена оценочная карта, приведенная в таблице 56.



Таблица 56 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки.	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{\phi}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности.							
1 Повышение производительности труда пользователя.	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,52
2 Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
3 Энергоэкономичность	0,07	5	4	2	0,35	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Конкурентоспособность продукта.	0,09	5	3	3	0,45	0,24	0,24
2 Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
3 Цена.	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
4 Предполагаемый срок эксплуатации.	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6 Финансирование научной разработки.	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
7 Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
8 Финансирование научной разработки.	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Итого	1	58	47	51	4,46	3,38	3,75

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i;$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таким образом, конкурентоспособность разработки составила 4,46, в то время как двух других аналогов 3,38 и 3,75 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство в эксплуатации, надежность, цена.

## 5.5 SWOT-анализ

Успешность внедрения будущего проекта напрямую зависит от качества проведенного комплексного анализа. Отличным вариантом оценки является SWOT-анализ. Он выполняется для наглядной иллюстрации связей между внутренними и внешними факторами компании. В нем проводится для анализа сильных и слабых сторон выполняемого проекта для дальнейшего выявления возможностей и угроз выпуска проекта. Выявление рисков на раннем этапе разработки поможет снизить вероятность недочетов проекта.

SWOT-анализ выполняется в таблице, представленной в виде матрицы. В таблице 5.7 представлены основные факторы условий внешней среды проекта. В таблице 5.8 и 5.9 показаны интерактивные матрицы возможностей и угроз.

Таблица 5.7 – Матрица SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1: Наличие опытного научного руководителя; С2: Доступ к ресурсам НИ ТПУ; С3: Низкая стоимость выполняемых работ.	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1: Маленький опыт одного из исследователей; Сл2: Высокая трудоемкость процесса; Сл3: Большой срок поставки материалов и комплектующих; Сл4: Необходимость создания новых методов работы.
<b>Возможности проекта:</b> В1: Наличие инновационной структуры НИ ТПУ; В2: Наличие партнерских отношений НИ ТПУ с большим количеством компаний; В3: Данная разработка может быть оптимизирована под разные географические положения	В1С1С2 – Позволит оптимизировать процесс обработки данных потребления энергоресурсов. В2С1С2 – Позволит проводить внедрение оборудования партнеров в ходе реализации технических мероприятий. В2В3С3 – Проводить исследования партнерам по сниженной стоимости.	В1Сл1 – Возможна консультация со специалистами отрасли в НИ ТПУ
<b>Угрозы проекта:</b> У1: Недостаток материалов и рабочей силы. У2: С каждым годом обновляются нормативы предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ; У3: Появление конкурентных решений.	У2С1С2 – Наладить оборудование, которое позволит быстро получать результат. При этом за счет опытного научного руководителя качество проводимых исследований останется высокой.	У2Сл2 – Задействование в проекте большой круг лиц.

Таблица 58 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта			
	С1	С2	С3	–
В1	+	+	–	
В2	+	+	+	
В3	–	-	+	
Возможности	Слабые стороны проекта			
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
В1	+	–	–	–
В2	+	–	–	+
В3	–	–	–	–

Таблица 59 – Интерактивная матрица угроз

Возможности	Сильные стороны проекта			
	С1	С2	С3	–
У1	–	+	+	
У2	+	–	+	
У3	–	-	–	
Возможности	Слабые стороны проекта			
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	+	–	–	–
У2	–	–	+	–
У3	+	+	–	–

Основной угрозой и слабостью проекта является монополистическое положение на рынке главного конкурента, малое количество ресурсов на исследование.

В ходе выполненного анализа были выявлены сильные и слабые стороны, возможности и угрозы. Результаты показали, что данное научное исследование имеет большой потенциал к дальнейшему развитию. Потенциальные сильные стороны преобладают над слабыми, при этом наиболее слабые стороны в большинстве связаны с финансированием.

Недостаток опыта проектирования, а также отсутствие возможности проверки выполненных расчетов на опытном оборудовании заметно снижает скорость и качество проектирования, а как следствие, это вызывает потенциальную возможность выхода на рынок более эффективного устройства конкурентов раньше проектируемого.

## 5.6 Диаграмма Гантта

На основе перечня проводимых работ и затраченных на них временных ресурсов, описанных в подразделе 5.1 построен план-график работ НИ в виде диаграммы Гантта, представленный в таблице 5.10

Таблица 5.10 – План-график работ в рамках НИР

№	Ис-ль.	$T_{ki}$ , кол-во дней.	Продолжительность выполнения работ															
			январь.				февраль.				март.				апрель.			
1	Рук-ль, Инженер	1																
2	Инженер	16																
3	Рук-ль, Инженер	1																
4	Инженер	3																
5	Инженер	1																
6	Инженер	44																
7	Инженер	9																
8	Инженер	8																
9	Рук-ль, Инженер	6																
Дней по порядку			7	14	21	28	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105	112
■ – работа научного руководителя.									■ – работа студента									

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность» рассмотрены вопросы ресурсоэффективности научно-исследовательской работы, посвященной методам повышения энергоэффективности и безопасности и эксплуатации компрессорных станций. В ходе выполнения работы были установлены возможные потребители разрабатываемого технического решения, а также проведена организация и планирование НИР, рассмотрена организационная структура рабочей группы.

В результате SWOT-анализа была проведена оценка сильных и слабых сторон, а также возможностей и угроз внутреннего и внешнего характера воздействия. План-график, отражающий время, отводимое на каждый этап исследования, а также исполнителей, был представлен в виде диаграммы Гантта.

## 6 Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении мероприятий по увеличению эффективности и надёжности эксплуатации и технического обслуживания компрессорных станций, а также мероприятия с помощью, которых возможно устранить эти факторы. В разделе рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности, экологической, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

При выполнении любых работ в производственных помещениях, внутри аппаратов, сосудов и на других коммуникациях КС от персонала требуется строгое соблюдение правил техники безопасности и организация безопасных условий труда.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

По степени опасности или вредности условия труда делятся на следующие четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные, опасные условия труда.

Условия труда при работе в компрессорном цехе являются допустимыми Условиями труда, которые являются допустимыми (2 класс) являются те условия, при которых происходит воздействие на рабочего вредного или опасного производственного фактора, уровни воздействия, которых не превышают уровни, установленные в нормативных документах, а измененное функциональное состояние организма человека может восстанавливаться во.

					<i>Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Щедров Е.А.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					77	113
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2БМ91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня или смены.

В соответствии с законодательством на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных СИЗ согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, обуви и других СИЗ [8] Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ.

Все лица, находящиеся на рабочей смене, обязаны носить защитные каски Работники без защитных касок и других необходимых СИЗ к выполнению работ не допускаются.

Работодатель должен обеспечить работников санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению.

В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и тд), графики работы, режимы труда и отдыха, составы бригад При описании режима труда указываются: продолжительность вахты, продолжительность смены, количество смен, часы начала и окончания смены, внутрисменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При реализации, в соответствии с положениями Трудового кодекса Российской Федерации в отношении работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, компенсационных мер, направленных на ослабление негативного воздействия на их здоровье вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

(сокращенная продолжительность рабочего времени, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск либо денежная компенсация за них, а также повышенная оплата труда), порядок и условия осуществления таких мер не могут быть ухудшены, а размеры снижены по сравнению с порядком, условиями и размерами фактически реализуемых в отношении указанных работников компенсационных мер [10].

Запрещается применение труда лиц моложе 18 лет на тяжелых работах и на работах с вредными или опасными условиями труда [8].

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию Работники, а в соответствующих случаях и члены их семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования: пособиями по временной нетрудоспособности; пособиями по беременности и родам и единовременными пособиями за постановку на учет в медицинских учреждениях в ранние сроки беременности; пособиями при рождении ребенка; пособиями при усыновлении ребенка; пособиями по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет.

Обеспечение по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в соответствии с Федеральным законом "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний".

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации.

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда.

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест, они должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения. В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи [10].

В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть обеспечены меры пожарной безопасности:

- полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;
- на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора и горючих предметов.

Перед началом огневых работ и в процессе работы периодически замеряется загазованность воздушной среды, наличие и исправность средств индивидуальной защиты.

В период работ по вскрытию и проведению ремонта нагнетателя должна постоянно работать приточно-вытяжная вентиляция. Помимо работы автоматических газоанализаторов, в галерее нагнетателей систематически, но не реже, чем через 30 мин, необходимо производить анализ воздуха у места производства работ с записью в специальном журнале. При содержании газа более 1%, работы прекращаются и принимаются меры по предотвращению проникновения газа.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

Также важно осуществлять проведение регулярных учебно-тренировочных занятий, направленных на приобретение устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

## 6.2 Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 120003–2015 факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Рассмотрим возможные опасные и вредные факторы в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 120003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Эксплуатация.	Диагностика	Ремонт.	
1 Превышение уровня шума.	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [3]
2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+	СП 52.13330.2016 [6]
3 Превышение уровня вибрации.	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
4 Отклонение показателей микроклимата.	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [1]
5 Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 120003-2015 [2]
6 Пожароопасность	+	+	+	№123-ФЗ от 22.07.2008
7 Электрический ток	+	+	+	ГОСТ Р 12.1019-2009
8 Повышенное значение напряжения.	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ
9 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 122003-91 ССБТ

Продолжение таблицы 6.1

Факторы (ГОСТ 120003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Эксплуатация	Диагностика	Ремонт	
6 Повышенное значение напряжения.	+	+	+	ГОСТ 12.1019-79 ССБТ ГОСТ 12.1030-81 ССБТ
7 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 122003-91 ССБТ
8 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.			+	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ

**6.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

Вредными для организма человека являются повышенная температура, вибрация оборудования и шумы в компрессорных цехах.

Таблица 62 – Санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

Параметры	Компрессорный цех	Диспетчерская
Метеорологические условия, категория работ, t, °C	II б средняя тяжесть 13-23	I б легкая. 21-23
Относительная влажность, %	15-75	40-60
Скорость движения воздуха, м/с	0,4	не меньше 0,1
Вентиляция.	приточно-вытяжная, общеобменная, аварийная	приточная
Воздушный бал	отрицательный	положительный
Естественное освещение	оконные проемы.	оконные проемы.
Коэффициент естественного освещения, %	0,2	1,5
Искусственное освещение	ДРЛ во взрывозащитном светильнике	светильники с люминесцентными лампами
Освещенность, лк.	50	300
Происхождение шума.	компрессоры	КИПиА, телефоны.
Уровень шума, ДБА	80	65
Происхождение вибрации.	компрессоры, трубопроводы.	нет

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы.

#### *Превышение уровней шума*

В тех случаях, когда уровни шума превышают стандарты по охране здоровья, возникают серьезные проблемы для обслуживающего персонала.

Основным путем борьбы с влиянием шума является применение современных ГПА с эффективной звукоизоляцией, модернизация существующих агрегатов с целью снижения шума, а также строительство звукоотражающих экранов, лесопосадки и тд.

Производственный шум - при работе технологического оборудования на компрессорной станции имеет место повышенный уровень на рабочих местах Иногда уровень шума достигает 105 дБа и выше, а допустимый уровень шума 85 дБа.

Поэтому при работе в производственных помещениях с повышенным уровнем шума необходимо принять противозумные наушники, которые снижают уровень шума до безопасных пределов А зоны с уровнем шума, превышающие нормативные, должны быть обозначены предписывающими знаками безопасности Этот знак означает необходимость работы с применением средств защиты органов слуха, и он вывешивается при входе в рабочее помещение или на участие работ с повышенным уровнем шума.

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Недостаточная освещенность возникает при неблагоприятных погодных условиях (туман, облачность), при позднем времени суток, а также при препятствии проникновению солнечного света (внутри резервуара).

Недостаточная освещенность влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для резервуарных парков необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 10 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [6].

Для освещения следует применять прожекторы на мачтах, расположенных за обвалованием. Осветительные устройства, установленные в пределах обвалования резервуаров, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Для освещения внутри резервуара необходимо применять переносные аккумуляторные фонари взрывозащищенного исполнения, которые включаются не ближе, чем за 20 м до газоопасной зоны (за каре резервуара). Для работы внутри резервуара средняя освещенность должна быть не менее 30 лк.

#### *Превышение уровня вибрации*

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [5].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе возможно при неблагоприятных погодных условиях (слишком низкая/высокая температура воздуха, дождь, снег, сильный ветер и тп).

Так как ремонт резервуара может проводиться как в теплый период времени года, так и в холодный, то рассмотрим требования к организации работ на открытой территории в зимний и летний период года. Работы ведутся от минус 45°C до плюс 40°C.

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены СИЗ, а именно специальной теплой одеждой, обувью, средствами защиты рук, средствами защиты головы, лица и глаз [73] Работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Работающие на открытой территории в летний период года должны иметь свободный доступ к устройствам питьевого водоснабжения.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4] при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 63).

Таблица 63 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде.	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

## 6.2.2 Анализ опасных производственных факторов

*Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону*

Перекачиваемый газ, почти на 98% состоит из метана, в таблице 64 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 64 – Токсичные и пожароопасные свойства газа.

Основные параметры газа.	Значение.
Температура воспламенения, °С.	537
ПДК, мг/м <sup>3</sup> .	300
Пределы воспламенения смеси с воздухом, %.	4-16
Санитарная норма, %.	0,8
Токсическое действие.	Центральная нервная система

Основные свойства газа:

- при содержании метана в воздухе в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация;

- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающее действует на человека;

- предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1%.

### *Пожароопасность*

Источниками пожара на компрессорной станции являются легко воспламеняемые горючие материалы и вещества

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред от 13.07.2015) [10]

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:[7] 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения; 2) ограничение сферы распространения огня; 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара; 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- первичные средства пожаротушения;

•огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;

- пожарные рукава;
- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.

### *Электрический ток*

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое, электролитическое, биологическое и механическое действие. Это многообразие действий электрического тока может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 121019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатуры видов защиты» [30]. Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека проводятся мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- все токоведущие части электрических устройств изолированы



- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 и классу 3;

- все потребители электроэнергии имеют заземление или зануление;

- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала;

- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети

### *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

При ремонте резервуара применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и тд. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов. Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

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

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

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, предохранительные, дистанционного управления, тормозные, знаки безопасности [9].

### 6.3 Экологическая безопасность

#### *Воздействие на атмосферу*

Выбросы вредных веществ на компрессорных станциях (КС) можно разделить на две основные группы:

- выбросы (эмиссия) природного газа;
- выбросы продуктов сгорания (выхлопных газов).

Распределение общей величины выбросов природного газа при его транспорте можно представить в виде следующих соотношений, представленных в таблице 65.

Таблица 65 - Величины выбросов природного газа.

Соотношения	Показатели, %
Общая величина выбросов природного газа на КС	100
При пусках и остановах ГПА	73
Утечки (фугитивные выбросы):	17
- уплотнения запорной арматуры по штоку;	1,86
- фланцевые и резьбовые соединения;	0,47
- предохранительные клапаны;	2,9
- уплотнения затвора свечной запорной арматуры;	7,67
- уплотнения компрессоров;	2,81
- другое технологическое оборудование.	1,29
Ремонтные работы, аварийные ситуации и др.	6

Для снижения эмиссии метана в атмосферу проводят различные мероприятия:

- разработка новых технологий работы оборудования;
- использование сжатого воздуха для запуска ГПА или электрозапуска;
- применение беспродувочных технологий;
- поддержание запорной арматуры в герметичном состоянии;
- соблюдение технологической дисциплины;
- другие конструкторско-технологические решения.

#### *Воздействие на гидросферу*

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

На КС службы химического и экологического контроля осуществляют две основные задачи, связанные с водой: водоподготовка и водоотведение.

Под понятием водоподготовка понимается совокупность мер и средств, направленных на получение воды нужного качества. Качество воды, подаваемой на нужды КС, должно соответствовать требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая Гигиенические требования и контроль за качеством», ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения Гигиенические, технические требования и правила выбора» и др. Безвредность химического состава воды характеризуется токсикологическими показателями ее качества, определяемыми наличием в воде веществ, имеющих обычно в природных водах, а также появляющихся в результате загрязнения водоема. Требования к основным показателям химического состава воды приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Основные показатели химического состава вод хозяйственно-питьевого и производственного назначения.

Показатель, мг/л	Норматив (не более)
Водородный показатель рН	6,0 ... 9,0
Железо Fe	0,3
Сульфаты SO <sup>2-</sup> <sub>4</sub>	500,0
Жесткость общая	7,0
Сухой остаток	1000,0
Хлориды Cl <sup>-</sup>	350,0
Марганец Mn	0,1
Нитраты NO <sup>3-</sup>	45,0
Озон O <sub>3</sub>	0,1 ... 0,3

Используемая на компрессорных станциях вода по назначению подразделяется на хозяйственно - бытовую и производственную.

Для водоснабжения КС используют поверхностные и (или) подземные источники. В зависимости от типа источника водоснабжения (поверхностный или подземный) проектируется вид подготовки воды, используемый для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения.

Контроль за водопотреблением на КС осуществляет химическая лаборатория и служба ЭВС.

Водоотведение включает сбор, очистку и сброс использованной (сточной) воды.

Сточные воды представляют собой сложные гетерогенные системы загрязняющих веществ, которые могут находиться в растворенном, коллоидном и взвешенном состояниях. Они отличаются друг от друга своим происхождением, составом и биологической активностью. Всегда присутствуют как органические, так и неорганические компоненты загрязнений.

Для очистки хозяйственных стоков применяются в основном методы биологической очистки: типа «БИО», установки «Бифар», ККВ и комплексы «Биокомпакт».

На каждой компрессорной станции разрабатывается проект предельно допустимого сброса массы вещества (ПДВ).

#### *Воздействие на литосферу*

Отходы газотранспортного предприятия подразделяются на отходы потребления и отходы производства.

К отходам потребления относятся твердые бытовые отходы (ТБО), включающие бытовой мусор и пищевые отходы.

Отходы производства объектов газовой промышленности, следующие:

- отработанные моторные масла, загрязненные водой, механическими примесями и органическими компонентами;
- шламы от очистки резервуаров хранения моторных масел, светлых нефтепродуктов (в основном это отходы масел и бензиновых фракций, загрязненных водой и мехпримесями);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

- отходы с канализационных очистных сооружений (нефтяная эмульсия с нефтеочистных установок, состоящая на 70% из нефтепродуктов и 30% воды;

- отработанные люминесцентные лампы;

- отходы мастерских по ремонту автомобильного транспорта, цехов основного производства и других вспомогательных производств - аккумуляторные батареи (АБ), кислота АБ, металлическая стружка, ветошь промасленная, изношенные резинотехнические изделия и тд.

В соответствии с действующим законодательством на предприятии разрабатывается проект лимитов размещения отходов, в котором определяются места временного их хранения, количество и порядок обращения с ними.

На территории КС должны быть предусмотрены следующие места временного хранения для:

- сбора ТБО и других твердых отходов - площадки с контейнерами,
- сбора избыточного активного ила - иловые площадки;
- сбора нефтяных отходов - специальные емкости;
- сбора жидких нефтесодержащих отходов - закрытые емкости.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – ситуация, сложившиеся на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного происшествия, которое способно могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

*Анализ возможных ЧС*

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

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе ремонтных работ на КС:

- экологическое загрязнение окружающей среды (утечки газа);
- возгорание ГСМ;
- попадание молнии в оборудование КС;
- техногенные причины (аварии).
- пожар на объекте

Аварии на КС могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, перепады температур, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализирования, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Для предупреждения попадания молний в оборудование КС необходимо устанавливать молниеотводы, корпус оборудования КС должен быть заземлён По периметру необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м Также заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте

Для предотвращения возгорания ГСМ, их следует хранить в изолированных помещениях для хранения топлива Место заправки от места выполнения огневых работ и открытых источников огня должно быть расположено не ближе 20 м.

#### *Наиболее вероятная ЧС*

Наиболее характерной ЧС является пожар на компрессорной станции

Опасность возникновения пожаров на предприятиях газовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности воспламеняется, вызывает пожары и взрывы, влекущие за собой аварии Степень пожарной опасности зависит также от

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

особенностей технологического процесса производства. Для предприятий транспорта газа характерны наличие большого количества горючих газов в магистральных газопроводах, высокое давление в трубопроводах, наличие большого количества ГСМ.

Пожары на газотранспортных объектах развиваются по следующей схеме: авария, утечка газа, образование облака взрывоопасной смеси, воспламенение ее от источника зажигания, горение газа, нагревание и разрушение технологического оборудования под воздействием пламени.

При авариях в помещениях, взрывоопасные концентрации газа возникают в первую очередь вблизи места утечки газа, а затем распространяются по всему помещению. На открытых площадках вблизи места утечки образуется зона загазованности, распространяющаяся по территории объекта. Величина ее при аварийном истечении газа зависит от многих факторов, главные из которых - расход газа, форма и направление его струи, метеорологические условия, рельеф местности. Наибольшее влияние на величину зоны загазованности оказывает ветер.

При авариях, связанных с разрушением газопроводов, в атмосферу выбрасывается большое количество газа. При наличии пламени газовое облако воспламеняется. Возможные источники воспламенения - открытое пламя, электрические и механические искры, воспламенение пирофорных отложений, работающие двигатели внутреннего сгорания, разряды статического электричества, грозовые разряды. После сгорания газового облака горение локализуется в месте утечки газа.

#### *Разработка мер по предупреждению ЧС*

Для того чтобы предотвратить ЧС, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применять следующие меры безопасности:

- необходимо переносным газоанализатором проверить уровень загазованности воздушной среды, важно, чтобы содержание газов не превышало ПДК по санитарным нормам;

- проведение работ разрешается в том случае, когда устранены после устранения опасные условия, в ходе работ необходимо периодически осуществлять контроль загазованность воздушной среды;

- для того чтобы обеспечить пожаро-взрывобезопасность, работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Распределение по категориям взрыво- и пожароопасности основных зданий и помещений компрессорной станции приведено в таблице 5.7.

В каждом цехе, на складе и других объектах на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводиться систематические тренировки персонала по тушению пожара.

На КС должны иметься схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов.

Таблица 6.7 – Категории взрыва и пожароопасности основных зданий и помещений КС

Здания и сооружения.	Категория пожароопасности (НПБ 105-2003)	Класс взрываемости. (ПУЭ)
отсек двигателей электропривода.	<i>Г</i>	–
отсек центробежных нагнетателей.	<i>А</i>	<i>В-Ia</i>
помещения хранения, регенерации и раздачи смазочных масел	<i>В</i>	<i>II-I</i>
аккумуляторная.	<i>А</i>	<i>В-Ia</i>
котельная на газовом топливе	<i>Г</i>	
химическая лаборатория	<i>В</i>	<i>II-I</i>



## *План действий в случае ЧС*

Рабочий в случае обнаружения очага возгорания или возможных признаков самого горения, а именно: задымленность, запах гари, повышение температуры должен:

- мгновенно сообщить о данном происшествии в службу пожарной охраны, рабочий должен назвать наименование объекта, место пожара или взрыва, а также свою фамилию;
- необходимо принять меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранению материальных ценностей.

Требования по использованию первичных средств пожаротушения:

- Огнетушители углекислотного типа (ОУ-2, ОУ-3, ОУ-5, ОУ-6, ОУ-7 и т д) нужны для осуществления тушения загораний различных горючих веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха. Двуокись углерода является огнетушащим средством.
- Полотно из асбеста, войлок (кошма) необходимы для того, чтобы тушить небольшие очаги возгорания любых веществ и материалов, процесс горения которых не может происходить без доступа воздуха. Для механического сбивания пламени применяют песок, и для осуществления изоляции горящего или тлеющего материала от доступа воздуха. В очаг пожара подается лопатой.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

## Заключение

Проблема повышения энергоэффективности компрессорной станции на сегодняшний день является актуальной. В соответствии с приоритетными задачами отрасли по оптимизации затрат на транспорт газа в данной ВКР была проведена следующая работа:

- обзор методов повышения энергетической эффективности и надёжности работы компрессорных станций и магистральных газопроводов;
- изучены технологические режимы транспортировки природного газа, критерии их оптимизации, а также осложняющие процессы.
- проведен анализ надежности и технического состояния оборудования КС;
- рассчитан эксплуатационный режим работы;
- предложен способ магистрального транспорта газа, обеспечивающий наивысшую энергоэффективность при любых режимах работы газопроводов, и позволяющий оптимизировать энергопотребление магистрального транспорта газа в соответствии с факторами режима, минимизации потребления электроэнергии и расхода газа.

					Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Щедров Е.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					98	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

## Список использованных источников

1.ГОСТ 120002-2014 Система стандартов безопасности труда Термины и определения.

2.ГОСТ 120003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы Классификация.

3.ГОСТ 121003-2014 ССБТ Шум Общие требования безопасности.

4.ГОСТ 121005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

5.ГОСТ 121012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность Общие требования.

6.ГОСТ 121046-2014 ССБТ Строительство Нормы освещения строительных площадок.

7.ГОСТ Р 121019-2009 ССБТ Электробезопасность Общие требования и номенклатура видов защиты.

8.ГОСТ Р 124296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных) Общие технические требования Методы испытаний.

9.ГОСТ Р 124296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных) Общие технические требования Методы испытаний.

10.ФЗ №123 от 22.07.2013г Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

11.ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования Магистральные трубопроводы Часть I Газопроводы

					<i>Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Щедров Е.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>ТПУ гр 2БМ91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

12.ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа Основные требования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.docscntdru> (дата обращения 24.05.2021г).

13.СТО Газпром 093-2011 Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа Методики оценки Методы испытаний [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.docscntdru> (дата обращения 24.05.2021г).

14.Руководство по технической эксплуатации ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, ЗАО «РЭПХ.

15.Каталог эффективных энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке и подземном хранении газа – М: ВНИИГаз, 2011 – 48 С.

16.Перечень приоритетных научно-технических проблем общества на 2011–2020 гг.

17."Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020гг / Утверждена приказом ОАО «Газпром» №364 от 28.12.2010г ВРИО Председателя Правления ОАО «Газпром» АВ Кругловым – 30с."

18.Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2015 год [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>.

19.Балавин, МА Управление линейной частью газопровода Заполярное –Уренгой / МА Балавин, СА Лавров, АВ Рощин // Приборы и Системы Контроль и Управление Диагностика – 2002 – № 5 – С 25 – 27.

20.Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста / Доклад заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А.

21.Антонова ЕО, Иванов ИА, Степанов ОА, Чекардовский МН Мониторинг силовых агрегатов на компрессорных станциях – СПб: ОАО «Издательство Недра», 1998-216 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

22.Бабаков АВ Управление сбалансированным развитием газотранспортного предприятия в условиях углубления социально-экономических рисков Диссертация – Санкт-Петербург: 2006 – 188;

23.Байков, ИР Исследование влияния пульсаций транспортируемого газа на надежность работы магистральных газопроводов / ИР Байков, СВ Китаев, ИА Шаммазов // Территория нефтегаз – 2007 – №3 – С 18 – 23.

24.Бутусов, ДС Методология предремонтного обследования технологических трубопроводов КС / ДС Бутусов, АМ Проскуряков, НИ Тищенко // Газовая промышленность – 2011 – № 9 – С 32–34.

25.Воронков, ВИ Основные экологические направления и задачи энергосбережения при проектировании объектов ОАО «Газпром» / ВИ Воронков, ОВ Крюков, ИЕ Рубцова // Газовая промышленность – 2013 – № 7 – С 74–78.

26.Габдрахманов, АА Повышение эффективности эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения на компрессорных станциях / АА Габдрахманов, МВ Чучкалов, АР Галикеев, РГ Шарафиев // Инжиниринг, инновации, инвестиции: сб тр науч-практич конф – Челябинск: ЦНТИ, 2005 – Вып.7 – С 96–98.

27.Гадельшина, АР Совершенствование энергосберегающих технологий при эксплуатации компрессорных станций и организации ремонтных работ на газопроводах большого диаметра / АР Гадельшина: дисс канд техн наук: 2500.19 – Уфа, 2016 – 166 с.

28.Гусейнзаде, МА Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности / МА Гусейнзаде, ЭВ Калинина, МБ Добкина – М: Недра, 1979 – 339 с.

29.Димов, ЛА Обеспечение общей устойчивости магистральных газопроводов для длительной эксплуатации / ЛА Димов // Газовая промышленность – 2012 – № 3 – С 48–49.

30.Земенков ЮД Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2002.- 528 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

31.Икусов АЕ, Черников АВ, Шибнев АВ Организационные и технические методы повышения эффективности работы газопроводов // М: НТО НГ им Акад ИМ Губкина – 2004.-с 224.

32.Китаев, С В Повышение энергетической эффективности режимов работы технологического оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов / С В Китаев, ЭС Иванов, АР Галикеев – СПб: Недра, 2016 – 200 с.

33.Крюков ОВ, Степанов СЕ Электропривод газоперекачивающего агрегата // Патент №107427, МПК H02P 27/04, 25/02 – ОАО “Гипрогазцентр” – Оpubл 10082011, БИ №8.

34.Кулик, ВС Оптимизация режимов функционирования магистральных систем транспорта газа при изменении производительности / ВС Кулик, АС Казак, ИЮ Храбров // Трубопроводный транспорт: теория и практика – 2015 – №5 – С38 – 42.

35.Повышение эффективности ГПА / МИ Соколовский [и др.] // Газовая промышленность – 2011 – № 8 – С 79–80.

36.Посягин, БС Справочное пособие для работников диспетчерских служб газотранспортных систем / БС Посягин, ВГ Герке – М: ООО «Газпромэкспо», 2015 – 796 с.

37.Пужайло АФ, Крюков ОВ, Репин ДГ Способ магистрального транспорта газа // Патент на изобретение №2502914 МПК F17D1/02 – ОАО «Гипрогазцентр» – Оpubл 27.12.2013, БИ №36.

38.Юмашев, МВ Эффективные энергосберегающие технологии, основные направления их формирования и методы классификации / МВ Юмашев // Газовая промышленность – 2012 – № 12 – С 84–88.

39.Гаврикова Н А Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н А Гаврикова, Л Р Тухватулина, И Г Видяев, Г Н Серикова, Н В Шаповалова; ТПУ – Томск: Изд-во ТПУ, 2014 – 73 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

## Приложения

### Приложение А

(справочное)

#### Review of works in the field of energy-efficient objects of main gas pipeline facilities

##### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Щедров Е.А.		

##### Руководитель

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

##### Консультант-лингвист отделения иностранных языков

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий, направленных на обеспечение эффективности и безопасности работы газопроводов на основе стабилизации режимов транспорта газа			
Разраб.		Щедров Е.А.			Приложения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					103	113
Консульт.						ТПУ гр 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						





Energy Saving and Improving Energy Efficiency of PJSC Gazprom" [17] The Company has identified the provision of resource conservation, improving the energy efficiency of production processes at all its stages as the priority tasks of its environmental policy and corporate environmental strategy The problem of developing technologies that increase the efficiency of gas trunk transport is included in the List of priority scientific and technical problems of the Company [16].

Research in the field of energy efficient operation of CS is reflected in the works of the following domestic authors: Belokon N I, Porshakov B P, Bikchentai R N, Apostolov A A, Zagoruchenko V A, Sedykh AD, Wasserman A A, Zaritsky S P, Ivanov V A and many other scientists, whose research results contributed to the development of the gas industry and increase its energy efficiency.

Within the framework of PJSC Gazprom, aiming to the formation of a unified database on the implementation results of the provisions of the Concepts of Energy Saving and improving the Energy Efficiency of the Company, a "Catalog of effective energy-saving technologies in the production, transportation and underground storage of gas" is being developed providing a systematic list of energy-efficient technologies and equipment tested at the facilities of PJSC Gazprom [15] Among such innovative technologies, the use of pipes with an internal smooth coating [ ] in combination with high-power GPU should be mentioned The technology was tested during the construction of the North-European gas pipeline with the result of reducing the specific energy intensity by 30% from the baseline level of the ESG indicators The protective anti-corrosion function of the inner coating, which facilitates the cleaning and diagnostics of pipes, ensures the cleanliness of the transported product, and reduces the cost of repairing (replacing) shut-off valves is important as well The extensive international experience in the use of smooth-walled materials, which confirms the energy efficiency of their use have been accumulated By the example of the Gas Atacama DN 500 gas pipeline with a capacity of 6 million m<sup>3</sup>/day passing through

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

the territory of Argentina and Chile, the authors evaluated the assessment of feasibility of using the internal smooth-walled coatings. The section belonging to the Argentine side (670 km) had an internal smooth surface, and in the territory of Chile (530 km) it was operated without an internal coating, all other things being equal, the total cost of operating the gas pipeline with a coating was 40 million rubles and \$ 60 million in the absence of coverage, the greatest savings were achieved with high volume of gas transportation-more than 4-6 million m<sup>3</sup> / day.

In [38], it is shown that a decrease in the roughness of the pipe inner surface from 50 microns to 5 microns contributes to an increase in the gas supply from 825 million m<sup>3</sup> to 991 million m<sup>3</sup> per day for DN 400 pipes, ie by almost 18%. Thus, based on the official data of PJSC Gazprom, the use of smooth coatings, all other things being equal, in prices for 2015 for gas pipeline DN 1200 may amount to 166 million rubles net profit per day.

Also among the solutions described in the "Catalog" [15], it should be noted the use of mobile compressor stations (MCS) for pumping natural gas from the gas pipeline section that has been taken out for repair, in order to reduce losses during the maintenance of the unified gas transmission system, the technology for reducing gas consumption at the CS by using the heat of the spent combustion products of the GTU to heat the gas before throttling, the technology of laser detection and assessment of natural gas emissions. Thus, the "Catalog" [15] presents general solutions used both in the design of new facilities, and in the reconstruction and effective operation of existing ones.

At Gazprom, the main energy saving potential is concentrated in the field of gas transportation – 82.6% of the consumption of this main energy carrier for the industry is accounted for by main transport, so it is here that it is necessary to find savings opportunities.

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

We will consider strategic innovative measures to ensure the energy efficiency of gas pipeline transport in the design of new facilities, reconstruction and efficient operation of existing ones used by PJSC Gazprom [25].

The following innovative technological equipment and technical systems will be used to improve the energy efficiency of natural gas pipeline transport in the design of gas trunk pipeline facilities at Gazprom PJSC:

- large diameter pipes with an internal smooth coating that reduces hydraulic losses [29];
- gas turbine gas pumping unit, which is technologically efficient, highly reliable and economical, with low emissions of toxic substances with exhaust gases [35];
- high efficiency centrifugal compressors;
- gas pumping units with electric drive, equipped with variable frequency drives;
- application of system software and optimization systems;
- improvement of automation systems for main and auxiliary processes to ensure low-traffic technologies;
- power plants for their own needs with an economical drive with reduced fuel consumption;
- gas air cooling devices with high thermal efficiency of heat exchange surfaces [26];
- equipping technological equipment with modern means of measuring energy consumption.

At the stage of operation of the gas transmission system, improving the energy efficiency of gas transportation and saving fuel gas is carried out in the following areas:

- modernization and reconstruction of technological equipment at compressor stations of the gas transmission system [32];

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

- selection of rational modes of compressor stations main gas pipeline;
- improving the technical condition of the gas pumping unit by improving the quality of repairs;
- the use of energy-saving technologies in the operation and repair of technological facilities of compressor stations, gas distribution stations and gas measuring stations, as well as the linear part of the main gas pipelines [24];
- reduction of natural gas losses at the technological facilities of compressor stations, the linear part of the main gas pipelines, gas distribution stations due to the introduction of technical means aimed at improving the accuracy of accounting for gas consumption for their own technological needs;
- improving the hydraulic efficiency of main gas pipelines;
- reduction of gas consumption for the technological needs of auxiliary production.

During the reconstruction and modernization of technological equipment at compressor stations, linear parts, gas pumping stations, gas measuring stations, the following energy-saving technologies are used:

- replacement (modernization) of existing units with high-efficiency gas pumping units of a new generation with the efficiency depending on the capacity from 32 to 39%, ensuring a reduction in emissions of harmful substances into the atmosphere;
- equipping gas transmission systems with metering points for the consumption of transported the gas at the borders of the responsibility of the operating organizations;
- implementation of automated gas pumping unit control systems and telemechanic systems;
- improving the measurement accuracy at gas distribution stations and gas metering stations by improving the means of measuring the flow and quantity of natural gas;

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

- automation of energy consumption accounting for own technological needs;
- modernization and automation of systems for monitoring and maintaining the optimal gas temperature after reduction at gas distribution stations;
- automation of natural gas heating processes at gas distribution stations;
- equipping gas pumping units with heat recovery boilers, heat control and automation equipment.

The set of measures to optimize the technological modes of main gas pipelines includes optimization of:

- gas flows into a single gas supply system, taking into account the connection of new gas consumers and gas sources;
- operating modes of the compressor station – the main gas pipeline system based on the use of optimization modeling systems;
- modes of operation of the gas transmission system when using intersystem jumpers and gas pressure regulators.

In 2014 Gazprom gas transportation subsidiaries carried out the commodity transportation work for the transportation of natural gas in the amount of 1531108, 7 billion m<sup>3</sup>·km, while technological losses amounted to 2819,1 million m<sup>3</sup>. The implementation analysis of the Energy Saving Program of PJSC Gazprom in gas transportation showed that in 2014 the following areas were the most effective in saving natural gas as a % of the total amount of savings:

- reduction of costs during repairs and routine maintenance at compressor stations, linear parts, gas distribution stations-8,6%;
- repairs of gas pumping units to improve their technical condition – 170%;
- modernization or replacement of the equipment of compressor stations, linear parts and gas distribution stations– 164%;

•improving the quality of dispatching control to ensure rational modes of the main gas transport with the help of calculation and optimization systems-13, 6%;

•implementation of resource-saving measures during repairs and elimination of gas leaks at compressor stations, linear parts and gas distribution stations – 11.7%.

For other measures, natural gas savings accounted for 2.7% of the total energy-saving effect.

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

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Режим работы компрессорного цеха с января по декабрь 2019 года.

Месяц, год	Среднее число работающих ГПА	Транспорт газа, млрд м <sup>3</sup>	Давление газа, МПа.		Степень сжигания газа	Температура газа, °С		Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин
			До КС	После КС		До КС	После КС	
январь 2019 г.		0,895	3,85	4,74	1,23	3	26	
февраль 2019 г.		0,735	3,92	4,77	1,21	3	25	
март 2019 г.		0,843	3,48	4,37	1,26	4	26	
I кв 2019 г.	3,00	2,473	3,75	4,62	1,23	3,3	25,67	7250
апрель 2019 г.		0,893	3,71	4,83	1,3	4	26	
май 2019 г.		0,934	4,02	4,78	1,28	5	27	
июнь 2019 г.		0,807	3,98	4,86	1,22	8	27	
II кв 2019 г.	2,95	2,634	3,9	4,82	1,26	5,67	26,67	7250
июль 2019 г.		0,735	4,02	4,77	1,18	7	28	
август 2019 г.		0,777	3,99	4,61	1,15	9	30	
сентябрь 2019 г.		0,811	3,98	4,81	1,21	8	30	
III кв 2019 г.	2,86	2,323	3,99	4,73	1,18	8	29,3	7250
октябрь 2019 г.		0,857	3,71	4,54	1,22	5	27	
ноябрь 2019 г.		0,863	3,9	4,63	1,19	5	26	
декабрь 2019 г.		0,915	3,9	4,58	1,17	3	26	
IV кв 2019 г.	3,00	2,635	3,84	4,58	1,19	4,3	26,3	7250
за 2019 г.		10,065	3,87	4,69	1,22	5,3	27	

## Приложение В

Таблица В.1 – Итоговый учет работы ГПА с I кв 2019 г по IV кв 2019 г.

Квартал, год	№ ГПА	Наработка за отчётные период			Количество отказов
		Время работы, ч	Время резерва, ч	Время ремонта, ППР/Вн ч	
I кв 2019 г.	1	1453	510	197/0	
	2	2160	0	0/0	
	3	2160	0	0/0	
	4	510	1650	0/0	
<b>за I кв 2019 г.</b>		6283	2160	197	0
II кв 2019 г.	1	2184	0	0/0	
	2	2184	0	0/0	
	3	1226	766	192/0	
	4	958	1226	0/0	
<b>за II кв 2019 г.</b>		6552	1992	192	0
III кв 2019 г.	1	1458	750	0/0	
	2	636	1044	528/0	
	3	816	1392	0/0	
	4	1506	0	702/0	
<b>за III кв 2019 г.</b>		4416	3186	1230	0
IV кв 2019 г.	1	740	1468	0/0	
	2	656	1350	202/0	
	3	1472	736	0/0	
	4	1964	244	0/0	
<b>за IV кв 2019 г.</b>		4832	3798	202	0
<b>за 2019 г.</b>		22083	11136	1821	0



## Приложение Г

Таблица Г1 – Компонентный химический состав газа, транспортируемого по газопроводу «НГПЗ – ПарABELь – Кузбасс» на КС-5.

№ п/п	Наименование компонента.	Единица измерения	Диапазон измерений	Результат измерений	Расширенная неопределенность, (±)
1.	Метан*	% мол.	40-99,97	97,40	± 0,06
2.	Этан.	% мол.	0,001-15	0,91	± 0,04
3.	Пропан.	% мол.	0,001-6,0	0,144	± 0,009
4.	и - Бутан	% мол.	0,001-4,0	0,0238	± 0,0017
5.	н - Бутан	% мол.	0,001-4,0	0,0209	± 0,0015
6.	нео - Пентан.	% мол.	0,0005-0,05	0,00057	± 0,00027
7.	и - Пентан.	% мол.	0,001-2,0	0,0052	± 0,0006
8.	н - Пентан.	% мол.	0,001-2,0	0,0029	± 0,0004
9.	Гексаны	% мол.	0,001-1,0	0,0023	± 0,0004
10.	Диоксид углерода.	% мол.	0,005-10,00	0,132	± 0,009
11.	Азот.**	% мол.	0,005-15,0	1,32	± 0,05
12.	Кислород	% мол.	0,005-2,0	0,0160	± 0,0022
13.	Водород***	% мол.	0,001-0,5	<0,001	± 0,0003
14.	Гелий ***	% мол.	0,001-0,5	0,0177	± 0,0013
15.	Плотность газа.	кг/м <sup>3</sup>	0,682-1,210	0,6844	± 0,00038
16.	Теплота сгорания низшая.	МДж/ м <sup>3</sup>	31,8-52,5	33,29	± 0,039
17.	Число Воббе высшее.	МДж/ м <sup>3</sup>	43,0-49,7	49,99	± 0,059

\* способ определения молярной доли метана: по разности;

\*\* азот измеряется индивидуально;

\*\*\* результаты определения компонентов водорода и гелия, получены в ПСЛ ИТЦ.