



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

Школа ИШПР

Направление подготовки 21.04.01. «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП «Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела (ОНД)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа УДК 622.691.4-027.236

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никульчиков Андрей Викторович	канд. физ.- мат. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор (ОНД, ИШПР)	Шарф Ирина Валерьевна	д-р экон. наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ООД, ШБИП)	Сечин Андрей Александрович	канд. техн. наук		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОИЯ, ШБИП)	Айкина Татьяна Юрьевна	канд. филол. наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор (ОНД, ИШПР)	Шадрина Анастасия Викторовна	д-р техн. наук		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
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
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа

ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
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
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

Школа ИШПР

Направление подготовки (ООП/ОПОП) 21.04.01 «Нефтегазовое дело» («Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»)

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП/ОПОП

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ11	Казак Владислав Денисович

Тема работы:

Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№37-59/с от 06.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</p>	<p>Объекты исследования – линейный объект участок магистрального газопровода Уренгой – Новопсковск (между КС Уренгойская и КС Пангодинская), площадочный объект компрессорная станция «Уренгойская»; Условный диаметр газопровода: 1400 мм; Производительность газопровода: 90 млн. м³/сут; Давление газа на входе в участок: 7,25 МПа; Мощность привода ГПА на КС: 10 МВт.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (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,</p>	<p>Сравнительный анализ современного состояния газотранспортных систем ПАО «Газпром»; Аналитический обзор литературы, технических решений по тематике повышения эффективности транспортировки газа для магистральных газопроводов и компрессорных станций; Анализ технологических эффектов от внедрения труб с гладким внутренним покрытием; Анализ технологических эффектов от подбора</p>

<i>подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	оптимального количества и типоразмера современных энергоэффективных ГПА; Разработка мероприятий и оценка эффекта от их внедрения для объектов исследования: расчёт эффекта от применения труб с внутренним покрытием и расчёт показателей энергоэффективности КС после замены устаревших ГПА.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, схемы, диаграммы, таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	профессор отделения нефтегазового дела (ОНД, ИШПР), д-р экон. наук, Шарф И. В.
«Социальная ответственность»	доцент отделения общетехнических дисциплин (ООД, ШБИП), канд. техн. наук Сечин А.А
Приложение А «Раздел ВКР на иностранном языке»	доцент отделения иностранных языков (ОИЯ, ШБИП), канд. филол. наук Айкина Т.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Development of proposals to provide efficient gas transportation	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никольчиков Андрей Викторович	канд. физ.-мат. наук		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		10.02.2023



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

Школа ИШПР

Направление подготовки (ООП/ОПОП) 21.04.01 «Нефтегазовое дело» («Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»)

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (весенний семестр 2022/2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ11	Казак Владислав Денисович

Тема работы:

Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2023	Введение (цели, задачи, объект исследования)	10
30.04.2023	Анализ литературы, технических решений по теме исследования	10
25.05.2023	Расчёт эффекта от применения труб с внутренним покрытием	20
25.05.2023	Расчёт показателей энергоэффективности КС	20
15.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2023	Социальная ответственность	10
15.06.2023	Заключение	5
15.06.2023	Приложение А / Раздел ВКР на иностранном языке / «Development of proposals to provide efficient gas transportation»	10
20.06.2023	Презентация	5
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никучиков Андрей Викторович	канд. физ.-мат. наук		10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор (ОНД, ИШПР)	Шадрина Анастасия Викторовна	д-р техн. наук		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		10.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа магистра содержит 122 страницы, 30 рисунков, 31 таблицу, 44 источника.

Ключевые слова: магистральный газопровод, компрессорная станция, гладкое внутреннее покрытие, газоперекачивающий агрегат, энергоэффективность транспортировки газа.

Объекты исследования: магистральный газопровод, компрессорная станция.

Область применения: нефтегазовая промышленность, магистральный транспорт газа.

Целью работы является разработка комплекса предложений, технологических решений по повышению эффективности транспортировки газа на участке магистрального газопровода.

В процессе исследования был проведен анализ методов повышения эффективности газотранспортной системы согласно политике ПАО «Газпром» об экономии энергетических ресурсов.

В результате исследования был разработан комплекс предложений, технологических решений по повышению эффективности транспортировки газа на участке магистрального газопровода, путём внедрения технологии труб с гладким внутренним покрытием для линейной части, а также подбором энергоэффективного ГПА для КС.

Практическая значимость работы: в результате выполнения ВКР был разработан комплекс предложений для объектов исследования, участка трубопровода «Уренгой – Новопсковск» и КС «Уренгойская», который позволит увеличить энергоэффективность участка магистрального газопровода, посредством сокращения затрат на топливный газ, согласно политике ПАО «Газпром» об экономии энергетических ресурсов при осуществлении производственной деятельности до 2030 года.

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Разработчик	Казак В.Д.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.						7	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

Содержание

Введение.....	10
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	13
1 Общие вопросы трубопроводного транспорта газа.....	15
2 Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода.....	18
2.1 Линейная часть магистрального газопровода.....	18
2.2 Наземные объекты магистрального газопровода.....	20
3 Современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром».....	25
3.1 Состояние трубопроводной системы.....	25
1.2 Состояние компрессорного парка.....	29
4 Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения.....	34
4.1 Методы обеспечения энергоэффективной работы компрессорной станции.....	34
4.2 Способы и направления совершенствования газоперекачивающих агрегатов.....	35
4.3 Подбор оптимального количества и типоразмера ГПА, обеспечивающий энергоэффективную работу КС.....	38
5 Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов.....	40
5.1 Общие сведения и требования к внутренним покрытиям труб.....	41
5.2 Технология нанесения внутренних покрытий.....	42
5.3 Виды применяемых внутренних покрытий и их преимущества.....	44
5.4 Соединение труб с внутренним покрытием.....	45
5.5 Очистка и диагностика труб с внутренним покрытием.....	48
5.5.1 Особенности очистки.....	48
5.5.2 Особенности диагностики.....	49
5.5.2.1 Измерительное устройство.....	50
5.5.2.2 Очистной поршень.....	50
5.5.2.3 Внутритрубное диагностическое устройство.....	51
5.6 Технологические эффекты от применения труб с внутренним гладкостным покрытием в магистральном транспорте газа.....	53
5.6.1 Повышение производительности газопроводов.....	53
5.6.2 Снижение энергозатрат на транспорт газа.....	55
5.6.3 Увеличение шага КС.....	56

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа						
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Содержание						
Разработчик	Казак В.Д.								Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никольчиков А.В.								8	122	
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.								ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

6	Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода.....	57
6.1	Характеристика объекта исследования	57
6.2	Расчёт эффекта от применения труб с внутренним покрытием.....	57
6.3	Расчёт показателей энергоэффективности КС.....	69
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	76
7.1	Оценка экономического потенциала разрабатываемого технологического решения	77
7.2	Расчёт затрат на сооружение магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием.....	78
7.3	Определение экономической эффективности разрабатываемого технологического решения	84
8	Социальная ответственность	89
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
8.2	Производственная безопасность.....	91
8.2.1	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	92
8.2.2	Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению	96
8.3	Экологическая безопасность.....	99
8.3.1	Защита атмосферы.....	99
8.3.2	Защита гидросферы	100
8.3.3	Защита литосферы	100
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
	Заключение.....	104
	Список использованной литературы.....	106
	Приложение А.....	109

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

В 2009 году государственной думой был принят федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» в РФ.

Так как ПАО «Газпром» ответственен за 3,91 % выбросов глобальных промышленных парниковых газов в период с 1988 до 2015 годов и поэтому несёт ответственность за глобальное потепление в 2018 году Правление ПАО «Газпром» утвердило основополагающий документ системы управления энергетической эффективностью и энергосбережением – Политику ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения.

Целью данной политики является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергосбережения, в том числе:

- постоянное повышение энергетической эффективности ПАО «Газпром» и его дочерних обществ на основе эффективного управления технологическими процессами и применения инновационных технологий и оборудования;
- постоянное снижение уровня удельных затрат за счет нормирования, рационального использования и экономии энергетических ресурсов при осуществлении производственной деятельности;
- постоянное снижение уровня воздействия на окружающую среду.

Исходя из всего выше изложенного, тема данной ВКР является актуальной для исследования.

Объекты исследования – линейный объект участок магистрального газопровода «Уренгой – Новопсковск» (между КС Уренгойская и КС Пангодинская), площадочный объект компрессорная станция «Уренгойская».

Предметы исследования: гладкое внутренне покрытие для магистральных трубопроводов, эффективный типоразмер ГПА.

Целью работы является разработка комплекса предложений, технологических решений по повышению эффективности транспортировки газа на участке магистрального газопровода «Уренгой – Новопсковск».

Задачи:

1. Проанализировать современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром»;
2. Произвести аналитический обзор литературы, технических решений по тематике повышения эффективности транспортировки газа для магистральных газопроводов и компрессорных станций;
3. Выявить возможные технологических эффектов от внедрения труб с гладким внутренним покрытием;

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4. Выявить возможные технологических эффектов от подбора оптимального количества и типоразмера современных энергоэффективных ГПА;
5. Разработать технологические решения, повышающие энергоэффективность, для объекта исследования;
6. Рассчитать эффект от применения труб с внутренним покрытием;
7. Рассчитать показатели энергоэффективности КС после замены устаревших ГПА;
8. Оценить эффект от внедрения предложенных решений для объекта исследования.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения:

Магистральный газопровод – основное средство передачи газа на значительные расстояния, представляет собой трубопровод больших диаметров, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления.

Компрессорная станция – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования (сжатия) газа до нужного значения.

Газоперекачивающий агрегат – технологическое устройство, включающее привод (газотурбинную установку ГТУ, поршневой двигатель ПД либо электродвигатель ЭД) и нагнетатель (центробежный ЦБН или осевой ОН), предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Гладкое внутреннее покрытие трубопроводов – представляет собой полимерное покрытие толщиной от 40 до 150 мкм, предназначенное для снижения трения транспортируемой среды о внутренние стенки трубопровода, что повышает пропускную способность и снижает затраты на перекачку.

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

Топливный газ – газ подаваемой в камеру сгорания ГТУ для получения энергии необходимой для раскрутки турбины высокого давления. Природный и топливный газ имеют различный углеводородный состав. Топливный газ состоит из монооксидов углерода, водорода и углеводородных газов, является источником потенциальной тепловой энергии.

Сокращения:

ЕСГ – единая система газоснабжения;

МГ – магистральный газопровод;

ГКС – головная компрессорная станция;

КС – компрессорная станция;

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.						13	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

КЦ – компрессорный цех;
 ГПА – газоперекачивающий агрегат;
 ГТУ – газотурбинная установка;
 ПХГ – подземное хранилище газа;
 СОГ – станция охлаждения газа;
 АВО – аппарат воздушного охлаждения газа;
 ГРС – газораспределительная станция;
 УРГ – узел редуцирования газа;
 ГИС – газоизмерительная станция;
 ЭХЗ – электрохимическая защита;
 ГВП – гладкое внутреннее покрытие.

Нормативные ссылки:

СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

СТО Газпром 2-2.3-681-2012 «Компрессорные станции. Газоперекачивающие агрегаты».

СТО Газпром 2-2.2-180-2007 «Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов».

СТО Газпром 2-2.2-115-2007 «Инструкция по сварке магистральных газопроводов».

ГЕСН-2020 Государственные элементные сметные нормы на строительство магистральных газопроводов.

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

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

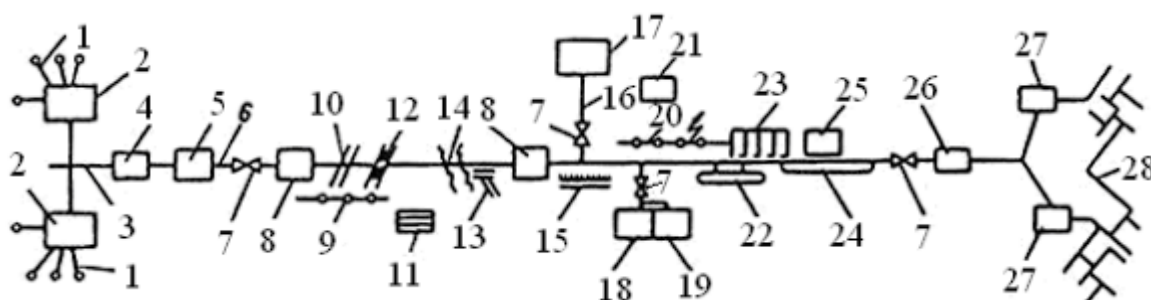
1 Общие вопросы трубопроводного транспорта газа

При проектировании газопровод рассматривается как объект ЕСГ, находящийся в технологическом и режимном взаимодействии с другими объектами системы.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя. На сегодняшний момент ЕСГ России является крупнейшей в мире и принадлежит ПАО «Газпром».

Основной особенностью Единой системы газоснабжения России является совокупность рассредоточенных на большом расстоянии, но связанных технологически объектов добычи, транспортировки, переработки, распределения и резервирования голубого топлива. Это газовые промыслы, магистральные газопроводы, газораспределительные станции, газораспределительные сети, подземные хранилища.

Единую систему газоснабжения характеризует важная отличительная черта — это возможность маневрирования потоками газа и отбором его из месторождений для покрытия суммарных суточных потребностей [1].



1 – газовая скважина с газопроводом от ее устья до газосборного пункта; 2 – газосборный пункт; 3 – газопромысловый коллектор; 4 – головные сооружения; 5 – ГКС; 6 – магистральный газопровод; 7 – запорная арматура (отключающие краны с продувными свечами); 8 – промежуточная компрессорная станция; 9 – линия технологической связи; 10 – переход через малую естественную (или искусственную) преграду; 11 – аварийный запас труб; 12 – переход через железную (или шоссейную) дорогу; 13 – вдоль трассовая эксплуатационная дорога с подъездом к ней; 14 – переход через крупную водную преграду; 15 – защитное сооружение; 16 – отвод от магистрального газопровода; 17 – ГРС; 18 – ПХГ; 19 – КС ПХГ; 20 – линия электропередачи; 21 – дом линейного ремонтера-связиста; 22 – водосборник (конденсатосборник) с продувочной свечей; 23 – система электрохимической защиты; 24 – лупинг; 25 – вертолетная площадка; 26 – конечная газораспределительная станция; 27 – газораспределительный пункт; 28 – городские газовые сети

Рисунок 1 – Полная схема процесса: добычи, транспортировки, сбыта природного газа, а также обвязки одностороннего магистрального газопровода

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Общие вопросы трубопроводного транспорта газа	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никкульчиков А.В.						15	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

Газ, поставляемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». Глубина осушки и очистки газа должна быть такой, чтобы исключить условия появления жидкой фазы в магистральном газопроводе. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге и углеводородам была на 5÷7 К ниже наиболее низкой температуры газа при его транспортировке по газопроводу.

К основным технологическим параметрам магистрального газопровода относятся:

- годовая производительность,
- диаметр,
- рабочее давление,
- протяженность,
- число КС,
- степень сжатия,
- температура охлаждения газа.

Для выбора проектных решений в основном применяются СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»; СНИП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы (для транспортировки газа с давлением до 9,8 МПа) и СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы (для транспортировки газа с давлением до 24,52 МПа).

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, их заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуются особыми геологическими условиями или необходимостью поддержанию температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300÷1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением,

					Общие вопросы трубопроводного транспорта газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с вечномёрзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи [1].

Магистральные газопроводы в соответствии со СНиП 2.05.06-85*, в зависимости от рабочего давления, подразделяются на два класса:

- I – 2,5 ÷ 10 МПа;
- II – 1,2 ÷ 2,5 МПа.

Пропускная способность действующих односторонних магистральных газопроводов зависит от их диаметра и составляет 10÷50 млрд. м³ газа в год.

По своему назначению трубопроводы делятся на следующие группы:

- внутренние – соединяют различные объекты и установки на промыслах, газоперерабатывающих заводах;
- местные – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков км) и соединяют газопромыслы или газоперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального газопровода;
- магистральные – характеризуются большой протяженностью (сотни км), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными по трассе. Режим работы трубопроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтно-восстановительными работами).

Прокладку трубопроводов можно осуществлять одиночно и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам – в техническом коридоре, под которым согласно СНиП 2.05.06-85 понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти (нефтепродукта, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата). В отдельных случаях допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов [4].

По материалу различают трубопроводы:

- стальные (изготовленные из углеродистой, легированной и высоко легированной стали);
- из цветных металлов и их сплавов (медные, латунные, титановые, свинцовые, алюминиевые);
- чугунные;
- неметаллические (полиэтиленовые, винилпластовые, фторопластовые и стеклянные);

					Общие вопросы трубопроводного транспорта газа	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- футерованные (резиной, полиэтиленом, фторопластом);
- эмалированные;
- биметаллические и другие [3].

2 Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода

В состав магистрального газопровода входят:

- линейная часть, включая трубопровод с отводами, лупингами, перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, противоэрозийными и защитными сооружениями, узлами запуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами ввода метанола в газопровод и др.;
- КС и узлы их подключения, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), СОГ;
- ГРС, УРГ, ГИС;
- системы электроснабжения, линии электропередач, подстанции, распределительные устройства, системы релейной защиты и автоматики;
- установки ЭХЗ газопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики и АСУ;
- линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов;
- здания и сооружения;
- постоянные дороги и вертолетные площадки.

2.1 Линейная часть магистрального газопровода

К линейным сооружениям относят:

- магистральный трубопровод;
- линейные запорные устройства;
- узлы очистки газопровода;
- переходы через искусственные и естественные препятствия;
- водо- и конденсатосборники;

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.						18	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

- станции противокоррозионной защиты;
- дренажные устройства;
- линии технологической связи;
- отводы от магистрального газопровода для подачи части транспортируемого газа потребителям и сооружения линейной эксплуатационной службы (ЛЭС).

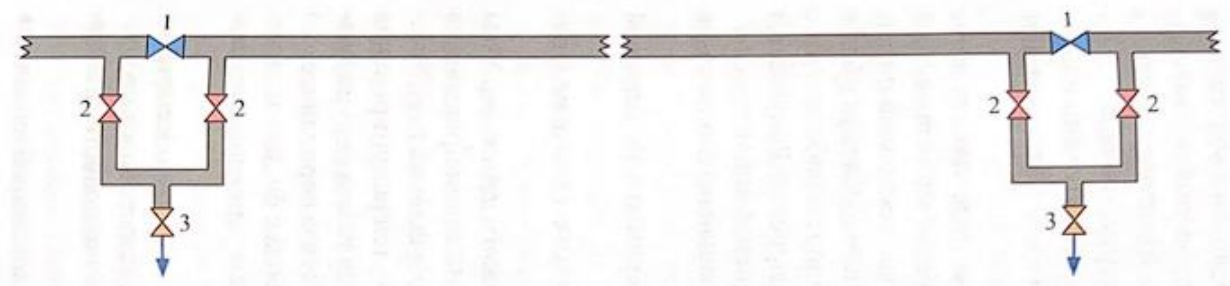
К линейной части магистрального газопровода относятся также лупинги, склады аварийного запаса труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

Ответвлением (отводом) от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

С интервалом 10÷30 км в зависимости от рельефа трассы на газопроводе устанавливают линейные краны (рисунок 2) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Запорная арматура – основное средство управления газовыми потоками на магистральных газопроводах. Наиболее эффективной конструкцией запорной арматуры являются шаровые равнопроходные краны, оборудованные при необходимости автоматами аварийного закрытия кранов. Запорная арматура диаметром 400 мм и более должна устанавливаться на фундаменты. Рекомендуется предусматривать укрытие кранов с учетом климатических условий и требований заказчика.

Линейная запорная арматура на трассе газопровода должна иметь привод и устройства, обеспечивающие возможность ручного, местного и дистанционного управления [1].



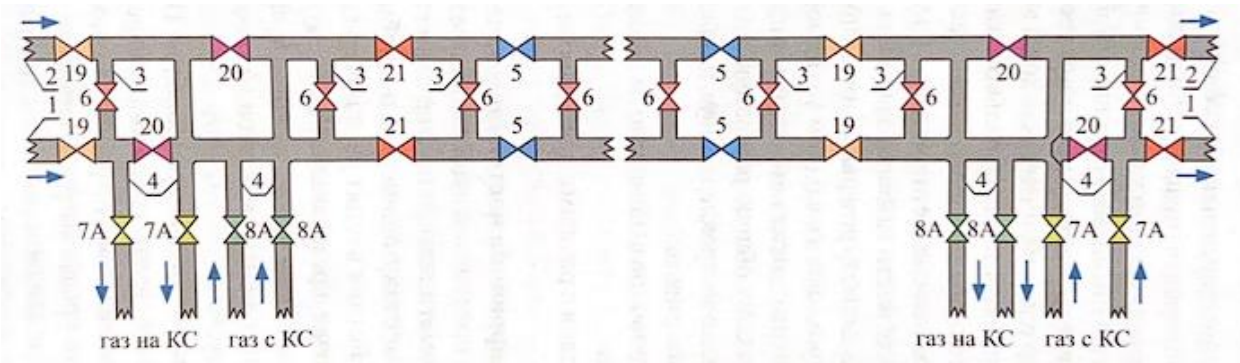
1 – линейный кран; 2 – кран обвязки линейных кранов; 3 – свечной кран

Рисунок 2 – Схема обвязки одноточечного магистрального газопровода

					Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов в одном технологическом коридоре предусматривают соединение их перемычками с запорной арматурой. Перемычки следует размещать на расстоянии не менее 40 км и не более 60 км друг от друга у линейных кранов, а также до и после компрессорных станций. В сложных условиях перемычки сооружаются у каждого линейного крана. Перемычка выполняется из труб диаметром не менее 0,7 меньшего из диаметров соединяемых ниток. При соединении ниток, имеющих различное рабочее давление, перемычки помимо крановых узлов оборудуются узлами редуцирования.

К вспомогательным линейным сооружениям магистрального газопровода относят линии связи, вдольтрассовые дороги, вертолетные площадки, площадки аварийного запаса труб, усадьбы линейных обходчиков и т. Д [1].



1, 2 – 1-я и 2-я нитки магистрального газопровода; 3 – перемычки; 4 – трубопроводы узла подключения КС к магистральному газопроводу; 5 – линейные краны на нитках; 6 – краны на перемычках; 7А – входной кран на трубопроводе подключения КС; 8А – входной кран на трубопроводе подключения КС; 19 – входной охранный кран до узла подключения КС; 20 – секущий кран; 21 – выходной охранный кран после узла подключения КС

Рисунок 3 – Схема обвязки двухниточного (и более) газопровода

2.2 Наземные объекты магистрального газопровода

К наземным объектам магистрального газопровода относятся компрессорные и газораспределительные станции. Основные сооружения компрессорной станции (КС) – компрессорный цех, ремонтно- и служебно-эксплуатационные блоки, площадка пылеуловителей, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок.

					Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

Нередко головные сооружения и головная компрессорная станция (ГКС) представляют собой единый площадочный комплекс. Компрессорные станции сооружают на трассе газопровода через каждые $80 \div 150$ км.

Компрессорные станции газопроводов оборудуют поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от поршневых двигателей внутреннего сгорания, газовых турбин и электродвигателей. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 МВт. Обычно центробежные нагнетатели работают группами по два или по три последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн. м³/сутки, а давление на выходе станции – 10 МПа. При высоком пластовом давлении газа в первый период эксплуатации месторождения газопровод может работать без головной КС. На всех КС газ очищается в пылеуловителях от механических примесей. Кроме того, на головной станции возможны осушка газа, очистка от сероводорода и углекислого газа и одоризация природного газа. КС, также как и насосные, имеют вспомогательные сооружения: котельные, системы охлаждения, электроснабжения и др. При падении пластового давления около газовых месторождений строят так называемые дожимные компрессорные станции, где давление газа перед подачей его на КС магистрального газопровода поднимают до уровня $5,5 \div 7,5$ МПа.

Компрессорные цехи КС магистральных газопроводов представляют собой капитальные здания или отдельные металлические блоки (расположенные на общей площадке), в которых размещаются газоперекачивающие агрегаты.

В непосредственной близости от цехов со стороны расположения компрессорных машин, находится обвязка нагнетателей – трубопроводы с крановыми узлами. Трубопроводы и краны обвязки устанавливаются над землёй на железобетонных опорах высотой порядка одного метра.

Компрессорные станции с центробежными нагнетателями достаточно разнообразны по своим технологическим схемам. Объясняется это, главным образом, широким перечнем типоразмеров ГПА, используемых на подобных станциях – здесь могут быть агрегаты с полнонапорными или неполнонапорными нагнетателями, с электродвигателями либо с газотурбинными установками различного исполнения.

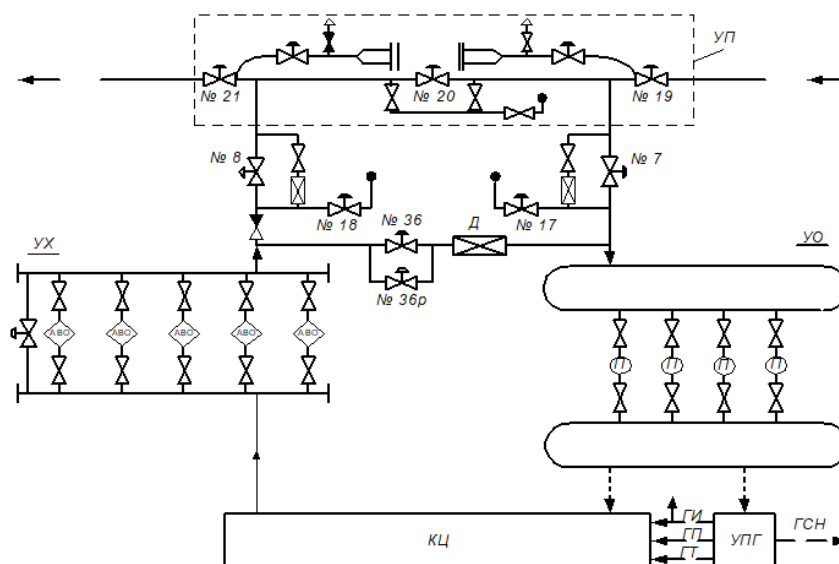
Приведённая на рисунке 4 технологическая схема КС является самой общей. Она может дополняться различными элементами в зависимости от конкретных обстоятельств. К таковым, как отмечалось выше, могут относиться: вид используемых на КС

					Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

нагнетателей, тип привода нагнетателей, принятое на станции количество ступеней очистки газа от механических примесей и т. д.

Из всего перечисленного на технологическую схему КС наибольшее влияние оказывает вид установленных на станции нагнетателей. Это влияние ограничивается преимущественно компрессорным цехом станции.

Функционирование КС со схемой, изображенной на рисунке 4 осуществляется следующим образом. Газ от узла подключения станции к газопроводу УП поступает на вход КС через кран №7 и проходит на установку очистки газа УО, где очищается от механических примесей в пылеуловителях П. Затем основная часть очищенного газа направляется в компрессорный цех КЦ для компримирования, а другая, меньшая, – отбирается на установку подготовки газа (УПГ). УПГ предназначена для подготовки: пускового (ГП) и топливного (ГТ) газа ГТУ, импульсного газа (ГИ), используемого для перестановки кранов КС, а также для редуцирования газа, предназначенного прочим местным потребителям (ГСН). После сжатия в компрессорном цехе газ подаётся на установку охлаждения УХ, состоящую из параллельно соединённых аппаратов воздушного охлаждения АВО, затем через кран №8 и узел подключения КС к газопроводу возвращается в магистраль [3].



УП – узел подключения КС; УО – узел очистки; П – пылеуловители; УПГ – установка подготовки газа; ГИ – газ импульсный; ГП – газ пусковой; ГТ – газ топливный; КЦ – компрессорный цех; УХ – узел охлаждения; АВО – аппараты воздушного охлаждения газа

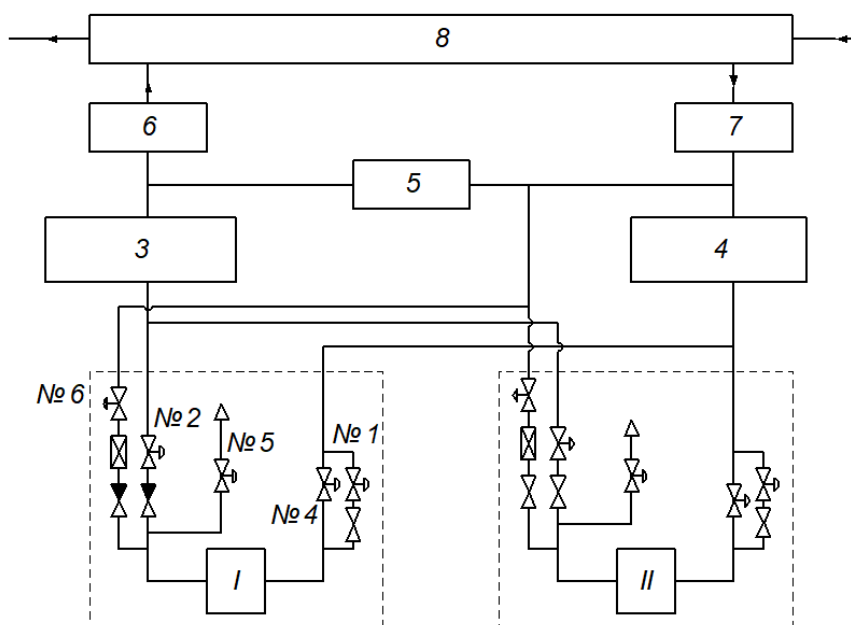
Рисунок 4 – Технологическая схема КС с центробежными нагнетателями

					Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22

Обвязка нагнетателей компрессорного цеха может иметь три варианта. Полнонапорные нагнетатели соединяются между собой только параллельно, неполнонапорные, создающие недостаточно высокое давление, обвязываются по различным схемам – параллельно, последовательно, по смешанной схеме соединения.

Обычно неполнонапорные машины в компрессорном цехе разбивают на группы. Внутри каждой группы нагнетатели соединяются последовательно, а группы между собой – параллельно.

Количество нагнетателей в группе соответствует числу ступеней сжатия газа на КС. Существующее оборудование позволяет иметь на станциях одно, -двух и трехступенчатое сжатие. Потребное количество ступеней сжатия в каждом отдельном случае определяется технико-экономическим расчетом.



3 – узел охлаждения газа (АВО); 4 – узел очистки газа; 5 – узел режимных кранов цеха (№36 и №37р); 6 и 7 – крановые узлы при кранах №8 и №7; 8 – узел подключения КС к магистрали

Рисунок 5 – Технологическая схема компрессорного цеха с полнонапорными центробежными нагнетателями

Также на магистральном газопроводе сооружают газораспределительные станции для газоснабжения потребителей. На газораспределительных станциях (ГРС) поступающий газ дополнительно обезвоживают, очищают, редуцируют до давления 1,2

МПа по классификации городских газопроводов, одоризируют, замеряют и распределяют по трубопроводам отдельных потребителей или их группам.

Для сглаживания сезонной неравномерности потребления газа крупными населенными пунктами сооружают станции подземного хранения газа (СПХГ). Летом газ в них накапливают, а зимой – подают потребителям. Для закачки газа в подземное газохранилище СПХГ оборудуют собственной компрессорной станцией. Газ закачивают обычно либо в водоносные горизонты пористых пород, либо в выработанные нефтяные и газовые месторождения, либо в специально разработанные (вымытые) хранилища в солевых отложениях значительной мощности. Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров [3].

					Основные и вспомогательные сооружения магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

3 Современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром»

3.1 Состояние трубопроводной системы

Газотранспортная система является составной частью ЕСГ России и выполняет функцию связующего звена между источниками добычи и потребителями газа различных уровней. Энерговооруженность и энергоёмкость газотранспортной системы ПАО «Газпром» сопоставимы с соответствующими параметрами крупнейших газотранспортных компаний мира.

Таблица 1 – Удельная энергоёмкость и энергоэффективность современных магистральных газопроводов

Наименование газопровода	Годовая производительность, млрд. м ³ /год	Длина, км (кол-во КС)	D, мм	P, МПа	Удельная энергоэффективность, кВт×ч/(млн. м ³ ×км)	Удельная энергоэффективность, м ³ /(млн. м ³ ×км)
ГТС Газпром трансгаз Югорск	456,4	1380 (34)	1420	7,45	72,5	30
ГТС Газпром трансгаз Чайковский	374,4	570 (14)	1420	7,45	65	27
Ухта-Грязовец (3 нитки)	82,4	962 (7)	1420	7,45	67,8	23,5
СЕГ:						
сухопутный участок	57,5	917 (6)	1420	9,81	64,3	21
морской переход	57,5	1200 (1)	1220	20,1	33,1	10
Бавоенково-Ухта (2 нитки):						
I фаза	114	1110 (9)	1420	11,8	55,2	18
II фаза	124	1110 (9)	1420	11,8	69,8	23,5
Альянс (Канада, США)	13,7	2990 (13)	914	12,0	61,6	19÷20
Северная граница (США)	24,8	2010 (17)	1067	9,9	74,8	23÷24

Суммарная протяженность ГТС России составляет порядка 169 тыс. км и включает газопроводы длиной от нескольких сотен до 4÷5 тыс. км. Средняя дальность транспортировки газа составляет более 2,5 тыс. км. Количество параллельных ниток трубопроводов достигает десяти (например, система, транспортирующая газ из Надым-Пур-Тазовского района к западным границам РФ). Диаметры труб магистральных газопроводов – от 325 до 1420 мм, рабочие давления – 5,45 и 7,45 МПа. Доля газопроводов больших диаметров (1420, 1220, 1020 мм) составляет более 60 % от общей протяженности газотранспортной системы. Это в основном транзитные газопроводы, транспортирующие газ от мест добычи к районам потребления и имеющие

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никольчиков А.В.						25	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

незначительные попутные отборы.

На собственные нужды расходуется около 8 % объема транспортируемого газа, при этом в год в атмосферу выбрасывается 140 тыс. т оксидов азота и 190 тыс. т оксида углерода.

Для управления потоками газа и режимами эксплуатации транспортных мощностей ГТС условно делится на 35 подсистем, которые включают 11 многониточных коридоров, соединенных между собой 25-ю межсистемными газопроводами-перемычками, 26 действующих ПХГ, около 4 тыс. ГРС.

Такая структура обеспечивает маневренность и режимную управляемость ГТС России, а также надежность поставок газа потребителям всех уровней [1, 2].

Традиционная технология транспорта газа на базовых газопроводах большого диаметра характеризуется следующими параметрами:

- газопроводы диаметром 1020 мм проектируются на рабочее давление 5,45 МПа для транспортирования 10÷12 млрд. м³/год; шаг между КС – 100÷120 км; степень сжатия газа на КС – 1,4;
- газопроводы диаметром 1220 мм проектируются на рабочее давление 5,4 МПа (в исключительных случаях на 7,45 МПа) для транспортирования 15÷17 млрд. м³/год; шаг между КС – 100÷120 км; степень сжатия газа на КС – 1,40÷1,45;
- газопроводы диаметром 1420 мм проектируются на рабочее давление 7,45 для транспортирования 30÷32 млрд. м³/год; шаг между КС – 100÷120 км; степень сжатия газа на КС – 1,40÷1,45.

Для минимизации отрицательного влияния, получаемой при компримировании газа теплоты, на устойчивость газопроводов и повышения их производительности газ охлаждается в АВО до оптимального уровня температур соответствующих климатических зон. В зонах распространения многолетнемерзлых грунтов применяется круглогодичное охлаждение газа холодильными машинами. Системы охлаждения газа на КС оснащены АВО отечественного и импортного производства.

Развитие технологий транспортирования газа связано со строительством новых газотранспортных систем, предусматривающих возможность увеличения давления компримирования до 25 МПа и шага между КС, повышения степеней сжатия, совершенствования техники и технологий охлаждения газа, снижения гидравлического сопротивления трубопроводов за счет применения гладкостных внутренних покрытий, а также других прогрессивных технических решений.

					Современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

Распределение газопроводов и отводов (2018 г.) по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке 6.

Линейная часть эксплуатируемых газопроводов ПАО «Газпром» характеризуется следующими технологическими параметрами: максимальное рабочее давление, диаметр, протяженность линейных участков.

В ПАО «Газпром» эксплуатируются газопроводы с максимальным рабочим давлением 5,45; 7,45; 9,81 и 11,80 МПа. Основная доля (67 %) приходится на транзитные газопроводы с проектным давлением транспортируемого газа 7,45 МПа. Газопроводы с рабочим давлением 5,45 МПа составляют 28 % от общей протяженности и в основном относятся к распределительным (рисунок 7).

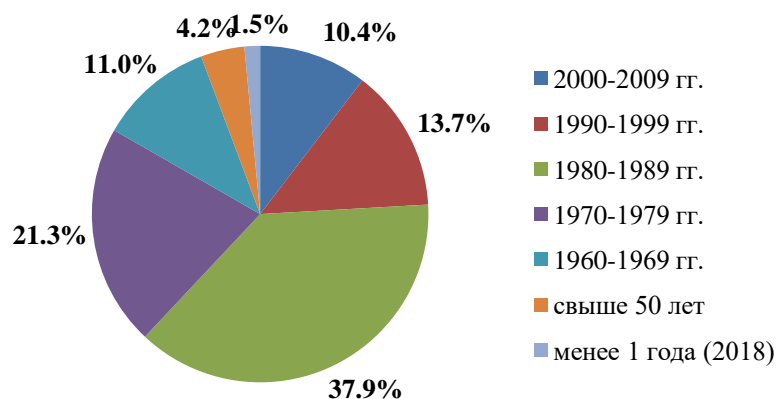


Рисунок 6 – Распределение газопроводов и отводов по срокам ввода в эксплуатацию ПАО «Газпром»

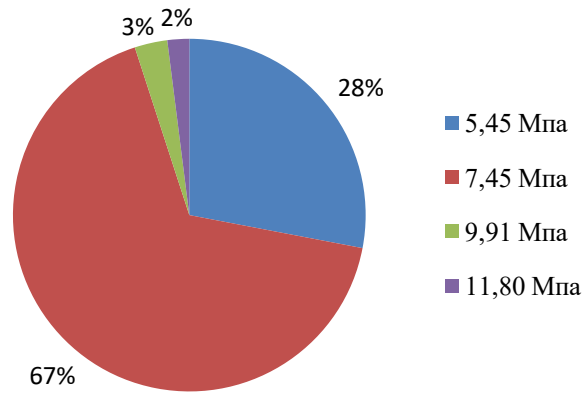


Рисунок 7 – Распределение линейной части магистральных газопроводов в зависимости от рабочего давления ПАО «Газпром»

Основная тенденция в развитии магистрального транспорта газа в РФ связана с повышением рабочего давления проектируемых и строящихся магистральных газопроводов: СЕГ – 9,81 МПа; Бованенково - Ухта – 11,8 МПа. В настоящее время доля таких газопроводов составляет 5 % и в перспективе она будет увеличиваться за счёт нового строительства.

Для действующих и строящихся магистральных газопроводов используются трубы с наружным диаметром 530; 720; 820; 1020; 1220 и 1420 мм. Трубы 1420 мм составляют 70 %, 1220 мм – 21 %. Причем на рабочее давление 7,45; 8,30; 9,81 и 11,80 МПа используются трубы с наружным диаметром 1420 мм, на давление 5,45 МПа – трубы диаметром 530-1220 мм (рисунок 8).

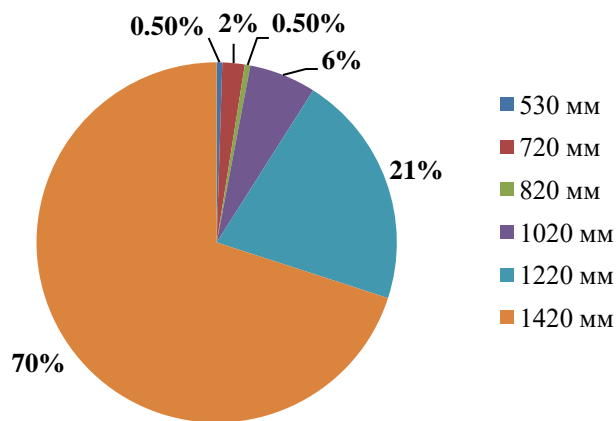


Рисунок 8 – Наружный диаметр труб, использующихся на магистральных газопроводах ПАО «Газпром»

Размещение КС ПАО «Газпром» производится с учетом ограничений, накладываемых рельефом трассы и транспортными коммуникациями, что приводит к появлению достаточно случайных значений расстояний между ними. В основном КС находятся на расстоянии 90÷160 км друг от друга (рисунок 9).

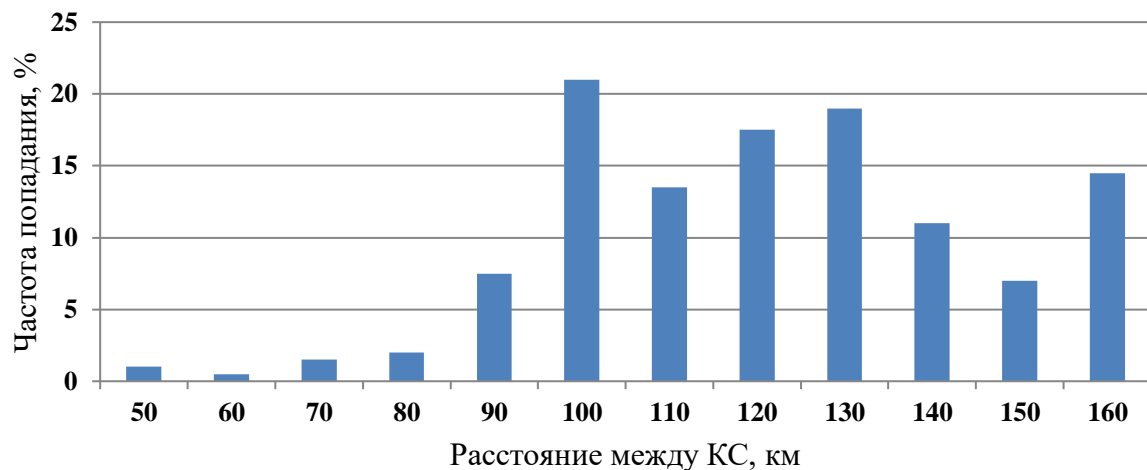


Рисунок 9 – Распределение КС ПАО «Газпром» по расстоянию между ними

1.2 Состояние компрессорного парка

Компрессорный парк ПАО «Газпром» (на конец 2018 г.) – это 48,6 млн. кВт, 291 КС, 774 КЦ.

Структура компрессорного парка по типу привода выглядит следующим образом:

					Современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

- газотурбинный – 87,8 %;
- электрический – 1,8 %;
- поршневой – 0,4 %.

Технологическая структура парка:

- линейные КС магистральных газопроводов – 88,8 % (657 КЦ);
- дожимные КС на промышленных сооружениях – 9,6 % (82 КЦ);
- КС ПХГ – 1,6 % (35 КЦ).

Мощностной ряд ГПА включает следующие типоразмеры: 2,5; 4; 6,3 (8); 10 (12); 16; 25 и 32 МВт. Установленная мощность газотурбинных ГПА (2018 г.) составляет 42,7 млн. кВт (3464 шт.), средняя мощность по парку – 12,2 МВт. Структура парка газотурбинных ГПА по типоразмеру: агрегаты мощностью 10÷18 МВт составляют 75 %, мощностью 25 МВт – 12,9 % (таблица 2) [1].

Таблица 2 – Структура парка газотурбинных ГПА по типоразмеру, МВт

	4÷8	10÷12	16÷18	25	Итого
Количество, шт.	786	1210	1193	228	3417
Мощность, МВт	4840	12285	19132	5385	41642
%	11,6	29,6	45,9	12,9	100,0

Основные показатели компрессорного парка ПАО «Газпром», представленные на рисунке 10, показывают, что удельный расход топливного газа в 2000 – 2009 гг. сократился на 10,9 % при увеличении установленной мощности на 14,5 % и эффективного КПД газотурбинного привода на 1,2 % (абс.).

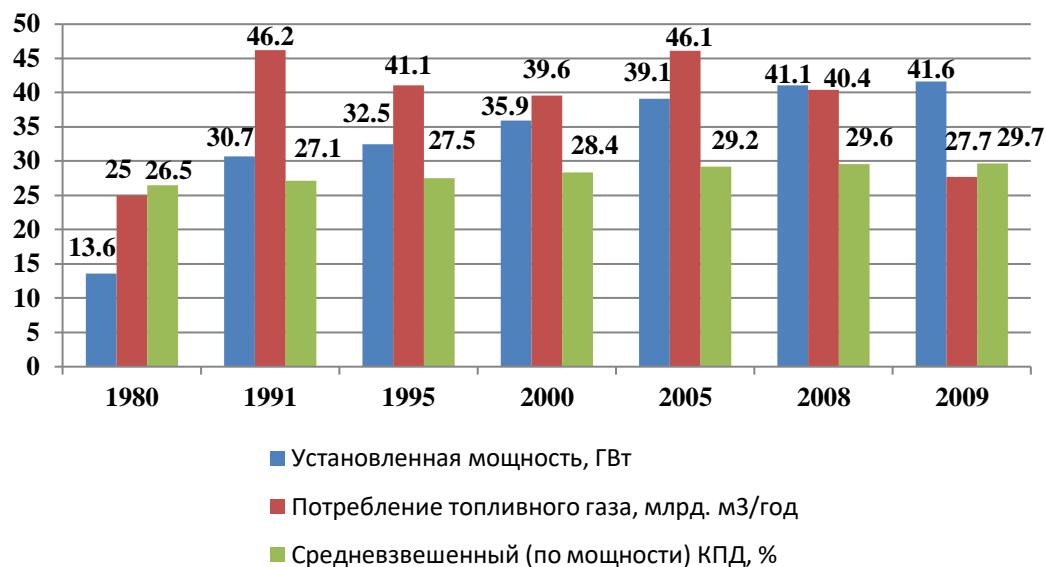


Рисунок 10 – Показатели компрессорного парка ПАО «Газпром»

Возрастная структура парка ГПА по наработке свидетельствует о постепенном моральном и физическом старении, а именно 35,3 % мощностей газотурбинных ГПА имеют наработку более 100 тыс. ч (таблица 3). Количество агрегатов, выработавших нормативный ресурс, увеличивается в среднем на 2÷3 % в год. В отсутствие мероприятий по реконструкции парка ГПА к 2020 году нормативный ресурс 100тыс. ч выработают более 58 % газотурбинных ГПА, к 2030 году – более 76 %.

Старение парка газотурбинных ГПА снижает энергоэффективность транспорта газа (за счёт уменьшения мощности ГТУ на 10÷20 % и КПД на 5÷10%), не обеспечивает требуемую надёжность агрегатов, а также повышает стоимость ремонтно-технического обслуживания после выработки назначенного ресурса.

Таблица 3 – Возрастная структура ГПА по наработке

Тип ГПА	Доля (% установленной мощности) в диапазоне наработки, тыс. ч				
	до 40	40÷70	70÷100	100÷130	более 130
Газотурбинный	23,1	18,0	23,5	19,0	16,3

Мощность, затрачиваемая КЦ на сжатие природного газа, составляет до 65 МВт. Распределение КЦ по среднегодовой потребляемой мощности и степени сжатия, составленное по фактическим режимам работы КС в 2018 году (рисунок 11, 12), выглядит следующим образом:

- менее 10 МВт – 20,7 % КЦ (эксплуатируемых в основном на распределительных участках ГТС);
- 10÷25 МВт – 41 % КЦ;
- 25÷40 МВт – 39 % КЦ.

Последние из упомянутых КЦ работают в едином гидравлическом режиме с транзитными газопроводами и эксплуатируются на пяти газотранспортных предприятиях:

- ООО «Газпром трансгаз Югорск» (50,7 %);
- ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (11,5 %);
- ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (12,0%);
- ООО «Газпром трансгаз Сургут» (8,8 %);
- ООО «Газпром трансгаз Ухта» (6,4 %).

Факторами, характеризующими критическое техническое состояние ГПА и обуславливающими их первоочередной вывод в реконструкцию или модернизацию, являются: неремонтопригодность узлов или систем, невозможность восстановления функциональных показателей (мощность, КПД, надежность) посредством проведения капитального ремонта, отсутствие или прекращение выпуска запасных узлов и частей.

Фактор морального старения приобретает первоочередное значение в условиях высоких цен на энергоносители, при разработке комплексных программ по энергосбережению и т.д.

Для безопасной эксплуатации технологических коммуникаций и установок (аппаратов) высокого давления в ПАО «Газпром» разработана и организована система базовой паспортизации технологических трубопроводов, включающая: виброметрию, толщинометрию, контроль состояния опор и геометрических положений. Продление ресурса аппаратов высокого давления (пылеуловителей, фильтров-сепараторов, корпусов нагнетателей и др.) осуществляется по согласованным с Госгортехнадзором методикам, включающим физические методы контроля металла [1].

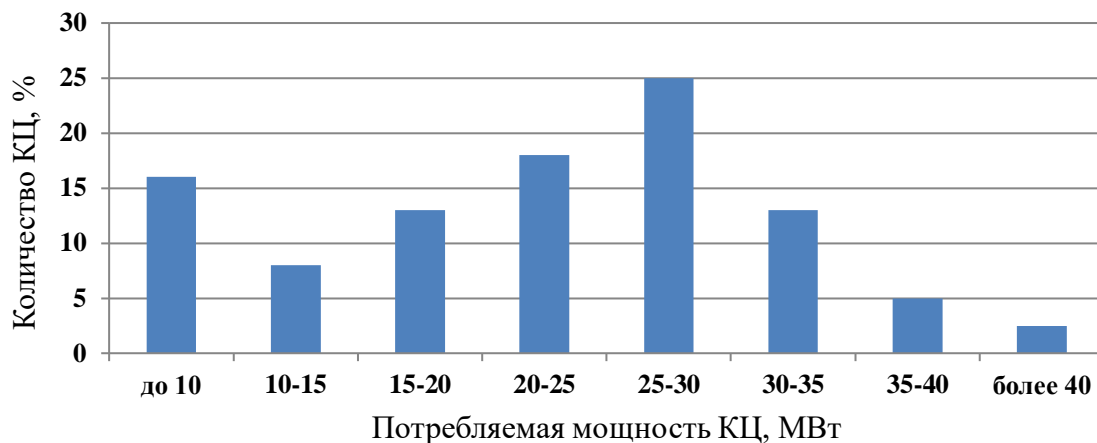


Рисунок 11 – Распределение КЦ ПАО «Газпром» по потребляемой мощности

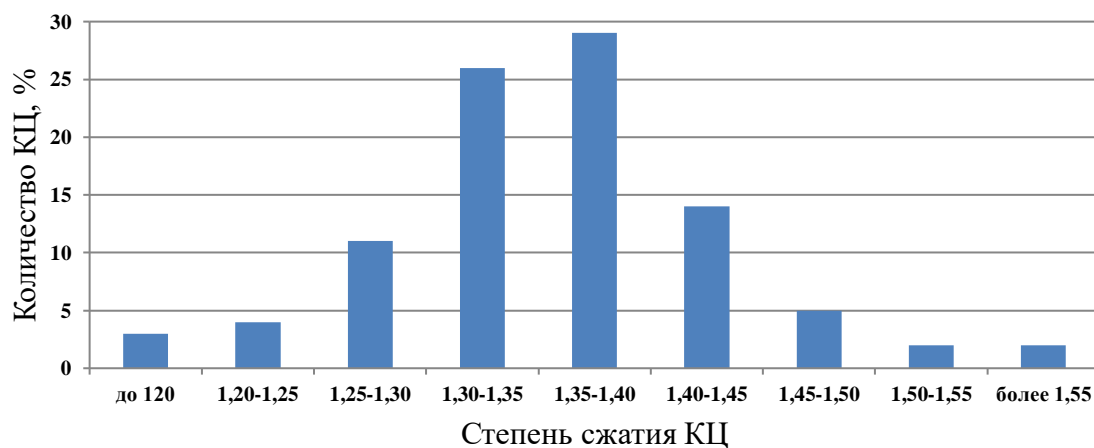


Рисунок 12 – Распределение КЦ ПАО «Газпром» по степени сжатия

4 Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения

В связи с переходом крупнейших газовых месторождений в стадию падающей добычи, перераспределением газовых потоков вследствие строительства новых технологических участков магистральных газопроводов проблема энергоэффективной работы газотранспортной системы становится особенно актуальной [5].

Компримирование газа на компрессорных станциях (КС) является наиболее энергоемким теплоэнергетическим процессом в газовой отрасли [6], поэтому проблема снижения затрат энергоресурсов в первую очередь должна быть направлена на повышение эффективности работы компрессорных станций, как основных потребителей топливно-энергетических ресурсов. Эта задача в значительной степени усиливается, если принять во внимание, что КПД эксплуатируемых на газопроводах газотурбинных установок (ГТУ), суммарная мощность которых составляет свыше 80% от мощности всех других установленных видов энергопривода, в ряде случаев, по разным объективным причинам находится на уровне 20-22% [7].

Энергоэффективным режимом работы компрессорной станции является режим, при котором обеспечиваются необходимые технологические показатели магистрального газопровода (производительность, рабочее давление и температура) при минимуме затрат электроэнергии (для КС с электроприводным парком газоперекачивающих агрегатов (ГПА)) и минимум затрат топливного газа (для КС с газотурбинным парком ГПА).

4.1 Методы обеспечения энергоэффективной работы компрессорной станции

Основными методами повышения энергоэффективности работы КС, применяемыми при реконструкции и новом строительстве, являются:

- выбор оптимального количества и типоразмера ГПА, обеспечивающий снижение энергозатрат (замена морально устаревших и физически изношенных ГПА на агрегаты нового поколения с высоким эффективным КПД ГТУ, применение на КС агрегатов с различной удельной мощностью и т.д.);
- регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ;
- применение модульной компоновки ГПА;
- снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с ГВП.

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения	Лит.	Лист	Листов
Разработчик	Казак В.Д.						34	122
Руковод.	Никульчиков А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

4.2 Способы и направления совершенствования газоперекачивающих агрегатов

Исследования показывают, что не вся теплота, образующаяся в камере сгорания ГТУ в результате сгорания топлива, полезно используется для выработки мощности на валу нагнетателя, существенная ее часть уходит с отработавшими продуктами сгорания (при 550 °С).

Основные направления решения данной проблемы следующие:

- 1) Замена устаревших ГТУ с низким КПД на ГТУ нового поколения с высокими параметрами рабочего тела и высокими КПД, а также на установки, выполненные по усложненному циклу: с промежуточным охлаждением при сжатии, промежуточным подогревом при расширении и регенерацией – в различных сочетаниях; в ряде случаев – когенерационных ГТУ (ГТУ «Надежда» конструкции НМЗ с промежуточным охлаждением при сжатии и регенерацией теплоты мощностью 16,3 МВт и КПД 42÷43 %, а также ГТУ мощностью 16 МВт с регенерацией конструкции ГП НПКГ «Зоря» – «Машпроект»).
- 2) Дальнейшее повышение надежности. Технические требования, устанавливаемые стандартом, определяют значения коэффициента готовности $k_r > 0,98$ и коэффициента технического использования $k_{т.и.} > 0,92$ (для ГТУ на базе авиационных и судовых двигателей – не менее 0,95).
- 3) Для сохранения эффективности ГПА на протяжении всего срока службы необходимо разработать и применять, кроме известных (промывка газоздушного тракта специальными моющими растворами), новые способы очистки проточной части. (ГПА работают часто в условиях повышенной запыленности, что приводит к снижению мощности вследствие загрязнения газоздушного тракта двигателя).

На сегодняшний день одной из перспективных установок, соответствующих современным требованиям, является ГТУ фирмы General Electric (США) – MS5002E, входящая в состав ГПА-32 «Ладога» мощностью 32 МВт [8].

Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» (рисунок 13) является машиной стационарного исполнения класса 32 МВт на основе лицензионной турбины MS5002E, предназначенной для условий эксплуатации любой сложности, с высоким КПД (36 %) и низким уровнем выбросов ($NO_x = 18$ ppm), большим ресурсом работы, хорошей ремонтпригодностью. Данная высокоэффективная установка разработана для российского рынка, которая успешно эксплуатируется на многих компрессорных станциях в России. Общая наработка ГТУ MS5002 по всему миру сегодня составляет более 16 млн. ч.

					Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35



Рисунок 13 – ГПА-32 «Ладога» в КЦ-1 КС «Вавожская»

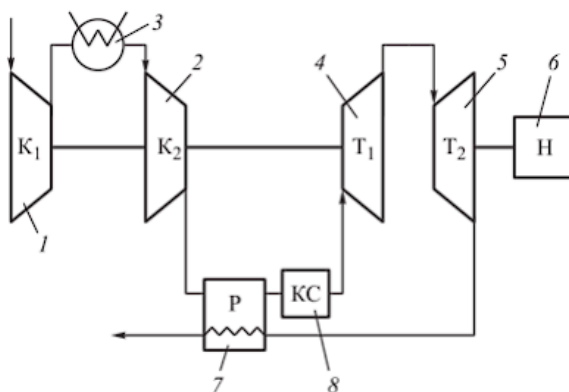
Повысить экономическую эффективность ГПА данного типа до $\eta_e = 43\div 44\%$, при сохранении надежности и ресурса можно путем использования сложного цикла (СЦ) – регенерация теплоты и промежуточное охлаждение циклового воздуха. Реализация концепции экономии энергоресурсов с использованием ГТТ СЦ требует создания теплообменного оборудования (регенераторов и воздухоохладителей) с тепловой эффективностью не менее $80\div 85\%$.

Для увеличения КПД ГТУ (в классе $1\div 32$ МВт) необходимо использовать несколько возможных вариантов:

- простой цикл ГТУ с дальнейшим повышением параметров цикла (T_g и P_k), совершенствованием систем охлаждения, применением новых материалов (в том числе на керамической основе), достигаемый КПД = $35\div 42\%$;
- регенеративный цикл ГТУ для агрегатов мощностью менее 10 МВт, КПД = $36\div 40\%$;
- сложный цикл (с промежуточным охлаждением и регенерацией), КПД = $41\div 45\%$.

Принципиальная схема одной из перспективных установок мощностью 32 МВт с использованием сложного цикла представлена на рисунок 14.

					Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		36



1 и 2 – первый и второй компрессоры; 3 – промежуточный охладитель воздуха; 4 – ТВД;
 5 – силовая турбина; 6 – нагнетатель газа; 7 – рекуператор; 8 – камера сгорания
 Рисунок 14 – Принципиальная схема приводной ГТУ мощностью 32 МВт с регенерацией
 теплоты уходящих газов и промежуточным охлаждением:

Принцип действия установки следующий: воздух из комплексного ВОУ (на рисунке 14 не показано) засасывается первым компрессором и сжимается в нем, затем, попадая в промежуточный воздухоохладитель, охлаждается и поступает во второй компрессор. Далее, после сжатия во втором компрессоре попадает в рекуператор, где подогревается теплотой уходящих газов. Затем поступает в камеру сгорания, куда подается топливо – природный газ. Образовавшаяся топливовоздушная смесь, расширяясь в лопаточных венцах, приводит во вращение турбину высокого давления (ТВД), которая совершает работу по приводу компрессоров, расположенных на одном валу с ТВД. Далее, расширяясь, газ приводит во вращение силовую турбину, которая, в свою очередь, является приводом центробежного нагнетателя природного газа. Уходящие газы подогревают воздух перед камерой сгорания в рекуператоре и через выходное устройство выбрасываются в окружающую среду.

Подводя итог, стоит отметить, что по сравнению с ГПА-32 «Ладога» новая установка, имеющая сложный цикл, позволит иметь КПД 43÷44 % при массогабаритных показателях установки, близких к показателям ГПА-32. При этом секундный расход топлива на номинальном режиме такой установки будет на 10÷15 % меньше, чем у ГПА-32 в подобных условиях. Усложнение цикла приводит к появлению дополнительных затрат на производство и обслуживание теплообменных аппаратов установки, но такое усовершенствование позволит поднять экономичность установки, уменьшить массогабаритные параметры лопаточных машин за счет уменьшения ступеней и, следовательно, уменьшить ее удельную стоимость [8].

					Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		37

4.3 Подбор оптимального количества и типоразмера ГПА, обеспечивающий энергоэффективную работу КС

Компрессорные цеха и компрессорные станции, реальное техническое состояние которых не обеспечивает компримирование планируемых объемов транспортируемого газа, выступают в качестве «узких мест» магистральных газопроводов.

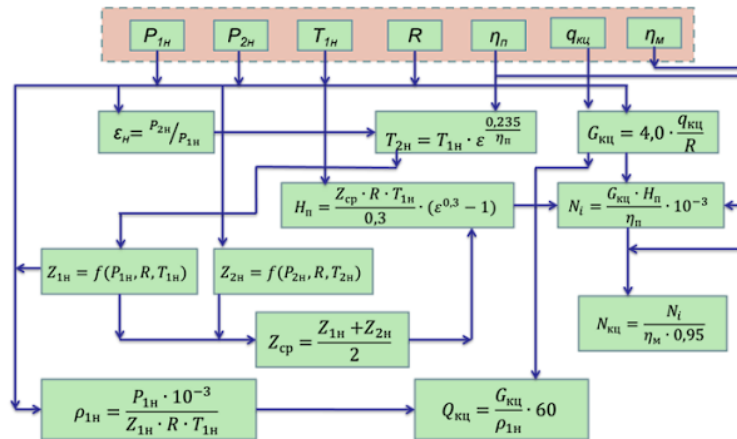
В настоящее время значительная часть ГПА на КС имеют эксплуатационный КПД, существенно ниже паспортного значения, что приводит к значительному перерасходу топливного газа на перекачку.

Это связано с двумя факторами – снижением технического состояния ГПА (что, в конечном счете, приводит к необходимости их замены) и их недозагрузкой, что требует решения задачи оптимизации режима работы КС.

Периодическое обновление ГПА на КС – необходимый и закономерный путь улучшения показателей транспорта газа в целом и уменьшения энергозатрат на его осуществление.

Первый этап выбора оптимального количества и типоразмера компримирующего оборудования предусматривает применение расчетно-оценочного метода для определения потребляемой мощности компрессорного цеха (КЦ). Расчеты осуществляются в соответствии с блок-схемой, приведенной на рисунок 15 [9].

					Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



$P_{1н}$ ($P_{2н}$) – давление на входе (давление на выходе) КЦ, МПа; $T_{1н}$ ($T_{2н}$) – температура на входе (температура на выходе) КЦ, К; $q_{кц}$ – производительность, млн. м³/сут.; $Z_{1н}$ ($Z_{2н}$) – коэффициент сжимаемости на входе (коэффициент сжимаемости на выходе) КЦ; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости; $\varepsilon_{н}$ – степень повышения давления; R – газовая постоянная, кДж/кг×К; $\eta_{п}$ – политропный КПД; $\eta_{м}$ – механический КПД; $G_{кц}$ – массовый расход КЦ, кг/с; N_i – внутренняя мощность сжатия КЦ, кВт; $Q_{кц}$ – объемный расход КЦ, м³/мин; $\rho_{1н}$ – плотность газа на входе, кг/м³; $N_{кц}$ – мощность, потребляемая КЦ, МВт; $H_{п}$ – политропный напор, кДж/кг

Рисунок 15 – Блок-схема определения параметров работы КЦ расчетно-оценочным методом

Предварительный типоразмер ГПА выбирается на основе значения среднегодовой мощности КЦ в режиме проектной производительности с учетом того, что в отечественной практике применяется мощностной ряд газотурбинных установок 2,5-4-6,3(8)-10(12,5)-16-25 МВт.

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

На следующем этапе расчёты проводятся по конкретным характеристикам ЦБН и ГТУ:

- определяются величины КПД ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах;
- проверяются условия соответствия потребляемой и располагаемой мощностей ГТУ с целью обеспечения их соотношения в пределах от 0,9 до 0,95 для среднегодового режима;
- определяются частоты вращения ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах и проверяются положения режимных точек в зонах допустимой длительной эксплуатации.

5.1 Общие сведения и требования к внутренним покрытиям труб

Освоение и внедрение технологии нанесения на трубы внутренних гладкостных покрытий началось за рубежом достаточно давно – с середины 50-х годов прошлого века. Накопленный за это время опыт их применения на магистральных газопроводах, транспортирующих не коррозионно-активный газ показал, что экономия затрат на перекачку и сжатие продукта в процессе эксплуатации трубопровода, как правило, обеспечивает окупаемость внутреннего покрытия уже в течение 3÷5 лет.

На сегодняшний день существует два направления в области заводской внутренней изоляции и защиты труб:

- нанесение внутренних гладкостных антифрикционных покрытий (актуально для магистральных трубопроводов);
- нанесение внутренних антикоррозионных покрытий (актуально для промышленных трубопроводов).

Для внутренней изоляции газопроводов могут применяться покрытия на основе различных материалов:

- эпоксидных;
- полиуретановых;
- виниловых;
- фенольных;
- других смол.

Однако наиболее используемым материалом для нанесения гладкостных покрытий в настоящее время являются композиции на основе именно эпоксидных смол с содержанием растворителя от 0 до 40 %. Покрытия на основе эпоксидных смол обладают хорошей адгезией к металлу, достаточно высокими физико-механическими свойствами, высокой стойкостью к химическим и атмосферным воздействиям.

В последние годы внутренние гладкостные покрытия, предназначенные для увеличения пропускной способности магистральных газопроводов, стали применяться и в России. Технология нанесения таких покрытий освоена практически всеми ведущими трубными заводами, включая:

- ООО «Ижорский трубный завод»;
- ОАО «Выксунский металлургический завод»;
- ОАО «Волжский трубный завод»;
- ОАО «Челябинский трубопрокатный завод».

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На некоторых из этих заводов производились работы по нанесению внутреннего гладкостного покрытия на трубы диаметром 1420 мм для магистрального газопровода «Северный поток».

На сегодняшний день существует большой выбор как отечественных, так и импортных изоляционных материалов, предназначенных для нанесения на трубы внутренних защитных покрытий.

Достаточно широко для внутренней заводской изоляции труб применяются порошковые эпоксидные краски:

- П-ЭП-585, производства ООО НПК «Пигмент», г. Санкт-Петербург;
- Scotchkote 134, компании «3М».

Жидкие двухкомпонентные эпоксидные краски для внутренней изоляции труб предлагаются российскими предприятиями:

- ООО «Акрус»;
- ООО «Химик»;
- ООО «Гамма. Индустриальные краски».

Основной документ, регламентирующий внутреннее покрытие труб требование ПАО «Газпром» СТО Газпром 2-2.2-180-2007 «Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов».

В соответствие с требованиями СТО Газпром 2-2.2-180-2007 толщина внутреннего покрытия труб должна составлять от 60 до 150 мкм, а шероховатость – не более 13÷15 мкм. Длина концевых неизолированных участков труб с внутренним покрытием должна составлять (40 ± 10) мм. Внутреннее покрытие труб должно обладать эластичностью, высокой адгезией к стали, быть устойчивым к длительному воздействию воды, растворителя, солевого тумана, к изменению давления газа (покрытие не должно пузыриться при быстром сбросе давления).

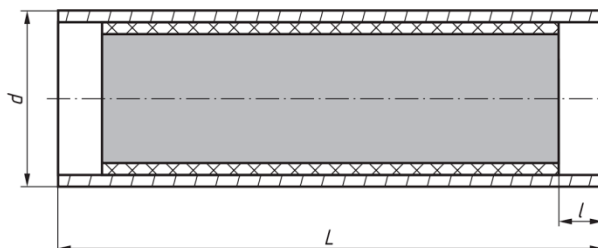
5.2 Технология нанесения внутренних покрытий

Технологическая цепочка процесса нанесения внутреннего покрытия включает в себя следующие этапы, указанные в таблице 4.

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 4 – Технология нанесения внутренних покрытий

№	Наименование этапа, процесса	Визуализация процесса
1	Задача труб в производство	
2	Обезжиривание, промывка и осушка	
3	Дробеочистка	
4	Нанесение праймера	
5	Предварительный нагрев	
6	Нанесение эпоксидного покрытия	
7	Сушка (полимеризация) труб	
8	Диэлектрический контроль	
9	Готовая продукция	



d – наружный диаметр стальной трубы; L – длина стальной трубы; l – длина неизолированного участка (40 ± 10 мм)

Рисунок 18 – Трубы с внутренним покрытием на заводе изготовителе

5.3 Виды применяемых внутренних покрытий и их преимущества

Внутренняя изоляция стальных труб может быть полимерной или эпоксидной.

Полимерные составы чаще применяют в системах для обустройства канализации, водопровода.

Эпоксидные более устойчивы к агрессивным составам, поэтому их использование актуально для дренажных систем, нефтепроводов, газопроводов.

Виды эпоксидного покрытия:

- однослойное;
- двухслойное;
- трехслойное.

Однослойное покрытие используется для малого и среднего диаметра труб, которые в дальнейшем применяются для строительства промышленных трубопроводов, газопроводов межпоселкового расположения, а также систем коммунального назначения.

Нанесение однослойного покрытия ограничивается температурой жидкости, составляет не более + 80°C. Если речь идет об агрессивных средах с содержанием сероводорода, дополнительно используют фенольный состав. Зона сварного шва с внутренней стороны защищается специальной стальной втулкой, которая заранее с внутренней и внешней стороны покрывается тонким эпоксидным слоем.

Двухслойное эпоксидное покрытие формируется антикоррозионным и защитным слоем с толщиной 320 и 440÷750 мкм соответственно. Максимальная возможная толщина – 1100 мкм.

Нанесение второго слоя даёт возможность повысить ударопрочность, расширить сферы применения. Кроме того, на 16% уменьшается шероховатость внутреннего покрытия, на 31% повышается стойкость к агрессивным жидкостям. Двухслойное эпоксидное покрытие может применяться при прокладке «горячих» участков, температура среды которых будет превышать + 80°C.

Трехслойное покрытие относится к числу комбинированных, объединяет в себе эпоксидный и два полиэтиленовых слоя. За счет этого удается максимально повысить надежность и долговечность. Разработка принадлежит японской фирме Simitomo Metal Ind.

На подготовленную поверхность наносят тончайший слой порошка на основе эпоксидной смолы, его толщина не превышает 0,3 мм. Предварительно его подвергают электронному облучению. В заводских условиях распределяют на трубу, нагретую до

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

150°C. За счет пористости следующие полиэтиленовые слои получают максимальное сцепление.

Заявленные производителями положительные свойства эпоксидных покрытий:

1. Эпоксидное внутреннее покрытие защищает поверхность от коррозии. Благодаря тому, что полностью исключается соприкосновение транспортируемого вещества с металлом, увеличивается срок эксплуатации трубопровода;
2. Использование трубы с эпоксидной изоляцией сокращает сроки монтажа трубопровода, его запуска в эксплуатацию. Эпоксидный слой значительно быстрее высыхает после проведения пробных запусков;
3. Изолированный трубопровод позволяет экономить на очистке. В среднем выгода варьируется в пределах от 54 до 75% в зависимости от транспортируемого вещества;
4. При эксплуатации не меняется качество и состав транспортируемого вещества;
5. Отсутствие примесей, которые появляются в процессе коррозии, увеличивает сроки работы запорной арматуры, в частности клапанов;
6. Внутри не образуются минеральные отложения, что увеличивает и сохраняет длительное время изначальную пропускную способность трубопровода;
7. Снижаются расходы на энергоноситель. Достигается это за счет гладкости внутренней поверхности и снижения потерь на трение;
8. Трубы с эпоксидной изоляцией можно использовать в наземных и подземных трубопроводах для перегонки газа, нефти.

5.4 Соединение труб с внутренним покрытием

Соединение секций труб с ГВП возможно двумя способами:

- Сварка:

Согласно СТО Газпром 2-2.2-115-2007 «Инструкция по сварке магистральных газопроводов» сварные соединения магистральных газопроводов должны быть выполнены дуговой односторонней сваркой без подварки или с подваркой корневого слоя шва или двухсторонней сваркой по технологиям, регламентированным настоящим стандартом. Сварные швы должны быть многослойными, без конструктивного непровара.

- Соединение труб с использованием защитной эмалированной втулки:

Защитная втулка «ВСЭ-А» патент №52967 «Устройство для защиты внутреннего сварного шва трубопроводов» и патент №2227241 «Соединение эмалированных труб и способ его выполнения».

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

Специалистами ООО «Эмаль-Ставан» (г. Екатеринбург), НПП «ПромТехЭмаль» (г. Челябинск), ЗАО «ВНИИСТ-ТНП» (г. Москва) и ОАО «УИМ» (г. Екатеринбург) разработан более простой в исполнении, надежный и экономически целесообразный способ защиты внутреннего сварного шва для трубопроводов с силикатно-эмалевым покрытием с использованием защитной втулки «ВСЭ-А», применение которого уже положительно зарекомендовало себя на крупных объектах строительства трубопроводов таких компаний как «Транснефть», «Лукойл», «Роснефть», и др [10].

Таблица 5 – Особенности втулок «ВСЭ-А»

№	Назначение	Преимущества
1	для надежной антикоррозионной защиты внутренних поверхностей зон сварных стыков по всему периметру соединения	сокращение стоимости строительства трубопроводных систем
2	для формирования силикатно-эмалевого покрытия зоны сварного шва в процессе сварки	увеличение срока эксплуатации в 3 - 10 раз
3	для защиты сварных стыков при замене любых участков трубопроводов	сокращение затрат на содержание действующих трубопроводов
4	гарантия требуемого сопряжения «втулка – концы труб», предопределяющего надежную защиту стыка и компенсацию размеров труб	снижение аварийности
5	монтаж соединения концов труб в полевых условиях без специального оборудования и подготовки монтажников	устойчивость и надежность сварочного соединения в процессе сварки труб и эксплуатации трубопровода

Таблица 6 – Заявленные производителем «ПромТехЭмаль» технические характеристики втулок «ВСЭ-А»

№	Показатель	Единицы измерения	Значение
1	Толщина покрытия	120	мКм, не менее
2	Адгезия покрытия	5	Мпа, не менее
3	Ударная прочность	4	Дж, не менее
4	Диэлектрическая сплошность покрытия	0,5	кВ
5	Плотность покрытия	2,4	г/см
6	Прочность на разрыв	100	МПа
7	Переходное сопротивление	500	Ом×м ²

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



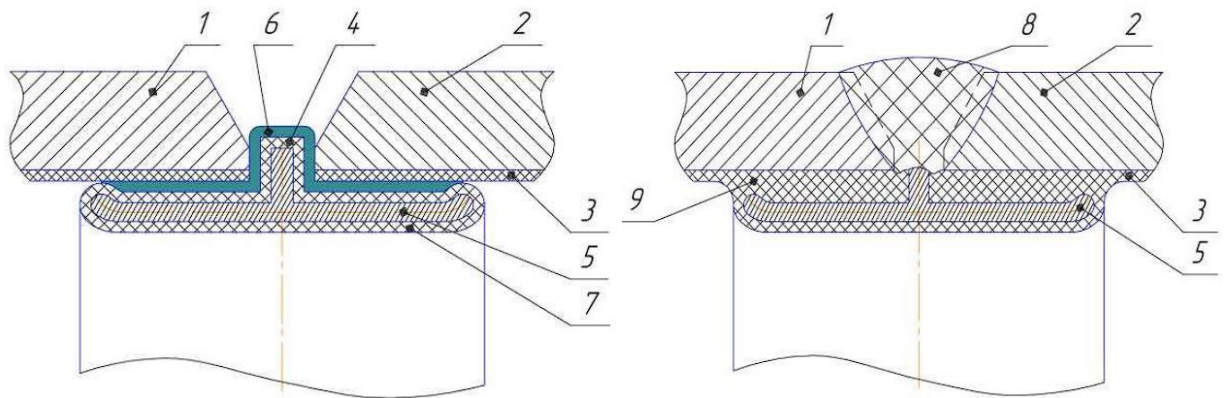
Рисунок 19 – Защитная втулка «ВСЭ-А»

Технологически соединение труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием производится с помощью специальной соединительной втулки, которая имеет внутренне и внешнее эмалевое покрытие, радиальный выступ для фиксации и удобства монтажа и не требует специальных приспособлений при сборке и сварке (рисунок 20).

Сборка соединения труб осуществляется следующим образом, на наружную поверхность втулки наносят силикатную легкоплавкую эмаль, размещают втулку внутри концов труб, при этом поверхности соприкосновения (наружная) втулки и (внутренняя) трубы прижимаются друг к другу за счет аккумулированной энергии втулки.

Сварку производят обычным электродуговым способом. За счет энергии сварки формируется антикоррозионное покрытие в виде эмалевой композиции по всей поверхности контакта соединяемых труб с втулкой.

Использование предлагаемого способа соединения эмалированных труб с защитой сварного шва в сравнении с применяемыми соединениями является более эффективным, т.к. сварное соединение обеспечивает необходимую прочность и гарантированную защиту зоны сварного шва от коррозии при минимальных затратах и без снижения пропускной способности трубопровода (толщина стенки соединительных втулок не превышает 2,5 мм) и не требует дополнительного оборудования и энергозатрат в процессе монтажа [10].



1,2 – свариваемые элементы трубопровода; 3 – силикатно-эмалевое покрытие; 4 – выступ втулки; 5 – Втулка ВСЭ-А; 6 – слой легкоплавкой эмали; 7 – силикатно-эмалевое покрытие «Втулки ВСЭ-А»; 8 – сварной шов; 9 – защитный слой сварного шва (силикатно-эмалевое покрытие)

Рисунок 20 – Схема соединения эмалированных труб с помощью втулки «ВСЭ-А»

5.5 Очистка и диагностика труб с внутренним покрытием

Согласно «Инструкции по строительству, эксплуатации и ремонту трубопроводов с внутренним покрытием», разработанной «Всероссийским научно-исследовательским институтом по строительству трубопроводов и объектов ТЭК» АО «ВНИИСТ», трубопровод, выполненный из труб с внутренним покрытием, обладает рядом свойств отличных по сравнению с трубопроводами традиционных конструкций, требующих особого подхода и применяемых приборов [11].

Ввиду наличия внутренней изоляции, поверхность которой является значительно более гладкой, чем у обычных труб, гидравлическое сопротивление потоку жидкости или газа, движущемуся по трубопроводу, заметно снижается – этот фактор обуславливает необходимость вносить поправки не только в расчеты его пропускной способности, но и в обоснования выбора методов технического обслуживания (диагностики с использованием внутритрубных инспекционных снарядов, очистки полости от отложений и др.), где гладкость стенок может оказаться ограничивающим условием.

5.5.1 Особенности очистки

Выбор типа и конструкции очистных устройств производится, исходя из их технических характеристик с учетом особенностей конкретного трубопровода и в зависимости от вида отложений и загрязнений.

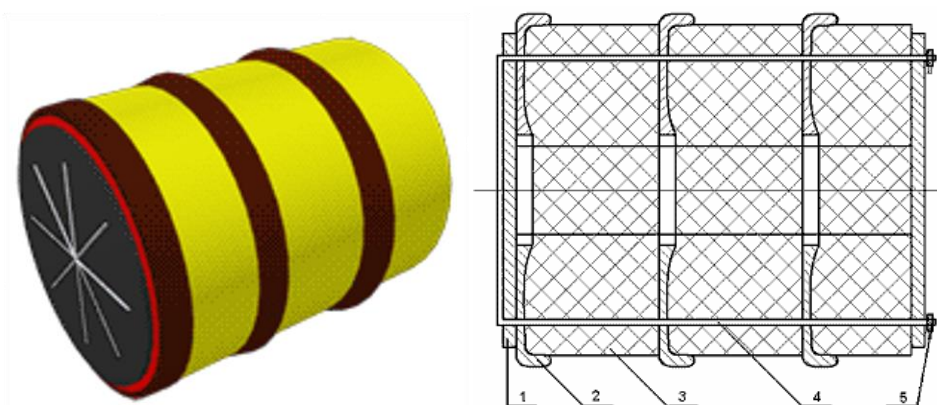
					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		48

Во всех случаях для трубопроводов с внутренним покрытием необходимо использовать при очистке полости очистные устройства, выполненные из эластичных материалов и не содержащие в своей конструкции жестких элементов, которые могли бы вызвать повреждения покрытия в случае разрушения этого устройства.

Для удаления скоплений воды, газа, мацеобразных и рыхлых парафиновых отложений используют разделители: шаровые (РШ), манжетные (РМ-ПС), очистные поршни (ОПРМ), разделители с полиэтиленовыми манжетами, цилиндрические типа ДЗК, а также модифицированные устройства такого же типа (ДЗК-РЭМ).

Очистные скребки с щеточным инструментом и с жесткой металлической основой корпуса использовать при работе на трубопроводах с внутренним покрытием не допускается.

Пропуск очистного устройства следует производить при скоростях потока, обеспечивающих эффективность и безопасность данного процесса. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скоростях 4÷7 м/сек – для газопроводов [11].



1 – Резина транспортерная защитная; 2 – Манжета (1/2 покрышки); 3 – пенополиуретановый цилиндр; 4 – канат стяжной металлический; 5 – замок

Рисунок 21 – Очистной поршень типа ДЗК-РЭМ

(предназначен для освобождения полости газопроводов от конденсата и загрязнений)

5.5.2 Особенности диагностики

ПАО «Газпром» имеет опыт строительства газопроводов с внутренним покрытием, рассмотрим особенности диагностики таких трубопроводов на примере проекта «Северный поток». Для описания процесса, этапов диагностики и его особенностей, при эксплуатации трубопроводов с внутренним покрытием, воспользуемся отчетной документацией компании «Nord Stream», которая совместно с ПАО «Газпром»

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

осуществляла проектирование, строительство и эксплуатацию газопровода «Северный поток».

Каждая нитка газопровода «Северный поток» состоит примерно из 100 тысяч обетонированных труб длиной 12,2 м с постоянным внутренним диаметром 1153 мм. Трубы изготовлены из высокопрочной стали толщиной до 41 мм и имеют внутреннее гладкостное покрытие и внешнее антикоррозионное покрытие.

Согласно отчёту компании «Nord Stream» в ходе диагностики используются три разных устройства: калибровочное, очистное и диагностическое. Они выявляют места потенциального возникновения коррозии и износа металла, а также измеряют изгибы газопровода с помощью встроенного инерциального измерительного модуля [17].

5.5.2.1 Измерительное устройство

Калибровочный поршень предназначен для выявления существенных изменений внутреннего диаметра труб, которые могут привести к застреванию диагностического устройства. Столкновение с любым выступом приводит к отколу измерительной пластины. Ее повреждения в дальнейшем анализируются для определения размера препятствия. Масса поршня составляет около 1,5 т, а длина — 2,2 м, произведён компанией ROSEN Group [17].

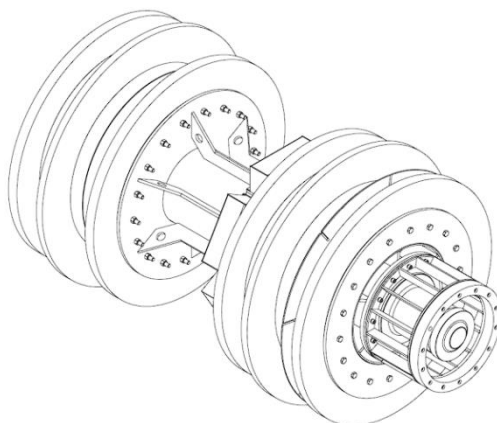


Рисунок 22 – Калибровочный поршень с пластиной

5.5.2.2 Очистной поршень

Очистной поршень проходит через газопровод и удаляет мелкие частицы пыли, которые могут накапливаться при эксплуатации, а также частицы внутреннего покрытия труб. Очистное устройство оснащено щетками, которые собирают пыль. Затем пыль проталкивается вперед благодаря уплотнительным дискам, размер которых превышает

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

внутренний диаметр газопровода. Поток газа, проходящий через байпас в поршне, направляется на стенки трубы и создает облако пыли, что улучшает качество очистки. Длина устройства — 2,6 м, масса — 1,8 т, произведен компанией ROSEN Group [17].

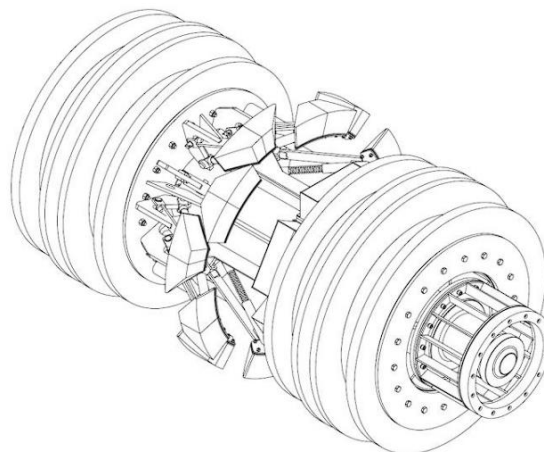


Рисунок 23 – Внутритрубное очистное устройство с магнитами

5.5.2.3 Внутритрубное диагностическое устройство

Основные задачи контроля выполняются так называемым комбинированным «интеллектуальным» устройством. Оно оснащено датчиками, выполняющими различные функции контроля механической целостности газопровода. Устройство непрерывно измеряет пройденное расстояние при помощи встроенных колесиков, что позволяет сопоставить проводимые измерения с конкретной точкой газопровода. Поскольку устройство лучше всего функционирует при скорости перемещения порядка 1,5 м/с, активная система контроля измеряет скорость и управляет байпасом, который замедляет скорость движения поршня.

Модуль определения внутренней геометрии выявляет и характеризует любые отклонения от исходной формы трубы, даже если они составляют менее миллиметра.

Датчик поверхностной коррозии внутренней стенки – бесконтактный датчик, установленный на рычаге калибра. Он сканирует поверхность труб на наличие участков с потерей металла. Небольшие дефекты на внутренней поверхности труб приводят к изменению расстояния между датчиком и трубой. Именно это расстояние и измеряется датчиком.

Чтобы обнаружить потери металла или коррозию стенки либо наружной поверхности стальной трубы, прилегающей к бетонному покрытию, применяется магнитный диагностический модуль. Сильное магнитное поле намагничивает стенку

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

трубы, а электромагнитный датчик записывает изменения в создаваемом сталью трубы вторичном магнитном поле. Датчик способен выявлять изменения толщины стенки, вызванные потерей металла в результате коррозии или отслаивания покрытия.

Инерциальный навигационный модуль (или блок "XYZ") установлен на диагностическом поршне для контроля геометрии газопровода. Результаты базового измерения геометрических параметров всех изгибов в трех измерениях сравниваются с данными, полученными при последующих исследованиях. Измерения геометрических параметров выявляют любые незначительные сдвиги газопровода, которые могут привести к деформации. Устройство измеряет усилие на внутреннем гироскопическом датчике, возникающее при его перемещении по кривой внутри газопровода. Разумеется, газопровод имеет изгибы, и все изменения их геометрии будут выявлены при сравнении результатов исследований. В случае таких изменений следует принять меры по стабилизации газопровода, например, выполнить засыпку гравием во избежание сдвига трубы

Поршень оснащен аккумуляторами и запоминающим устройством большой емкости, который записывает данные для последующего анализа.

Масса устройства превышает 7,3 т, а длина составляет 6,6 м, произведен компанией ROSEN Group [17].

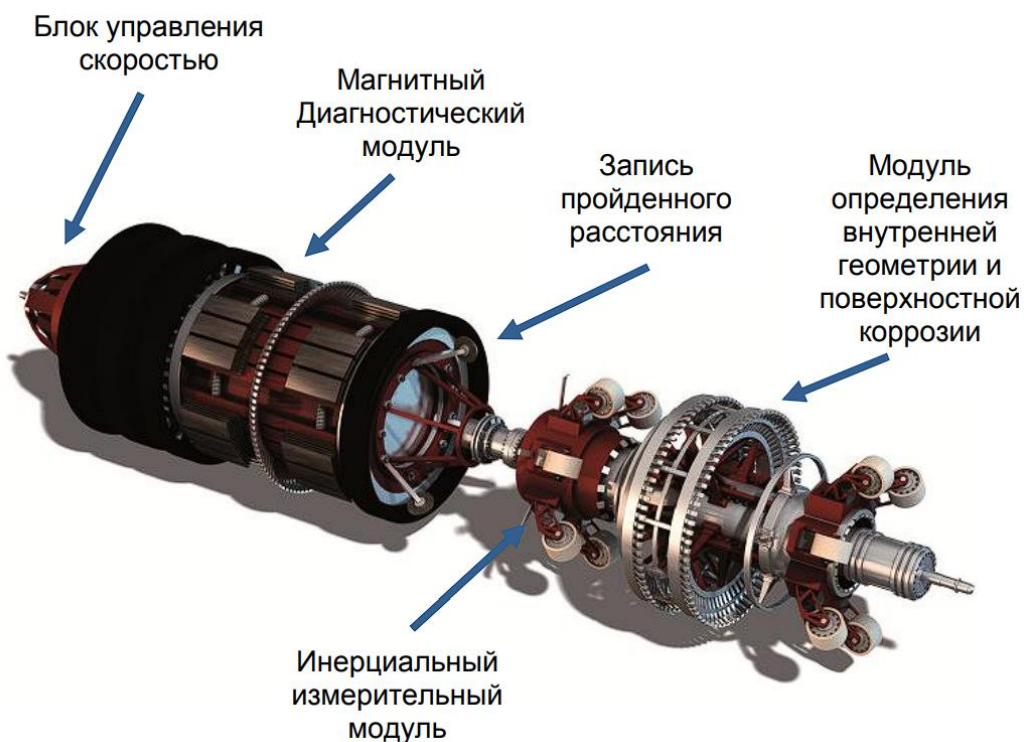


Рисунок 24 – Внутритрубное диагностическое устройство высокого разрешения

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

5.6 Технологические эффекты от применения труб с внутренним гладкостным покрытием в магистральном транспорте газа

Согласно исследованиям «Газпром ВНИИГАЗ», проведённых в 2014 году, применение труб с внутренним гладкостным покрытием, благодаря снижению гидравлического сопротивления магистральных трубопроводов, позволяет значительно повлиять на технологические параметры транспорта газа.

Эффект снижения гидравлического сопротивления может быть использован:

- для увеличения производительности трубопроводов (без увеличения степени сжатия КС и расстояния между ними);
- снижения энергозатрат на транспортировку газа (при сохранении постоянной производительности газопровода);
- увеличения расстояния между КС и комбинированного воздействия на технологические параметры транспорта газа.

Для иллюстрации влияния внутреннего покрытия труб на базовые параметры магистрального газопровода применялся метод, рассматривающий взаимозависимость двух параметров при неизменных остальных. Эквивалентная шероховатость (K) внутренней поверхности труб и другие параметры рассматриваются в относительных величинах: $A = K/K_0$, где индекс «0» относится к варианту при $X = 30$ мкм (шероховатые трубы) [1].

5.6.1 Повышение производительности газопроводов

Эффект повышения производительности газопроводов при использовании труб с внутренним покрытием при сохранении неизменными степеней сжатия КС и расстояний между ними представлен на рисунке 25, где отражена зависимость относительной производительности газопровода от относительной эквивалентной шероховатости труб.

Из рисунка 25 следует, что покрытием позволяет увеличить производительность газопровода обратно пропорционально относительному снижению эквивалентной шероховатости внутренней стенки труб в степени 0,1, что при снижении эквивалентной шероховатости с 30 до 10 мкм составляет около 12 %.

Повышение производительности газопровода за счет применения труб с внутренним гладкостным покрытием сопровождается пропорциональным увеличением энергозатрат на транспорт газа.

Увеличения производительности (пропускной способности) магистральных газопроводов можно добиться не только применением труб с внутренним гладкостным

					Внутреннее покрытие труб магистральных газопроводов	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

покрытием. Существуют альтернативные варианты, однако все они связаны либо с увеличением мощностей КС без расширения линейной части газопровода, либо со строительством лупингов (расширение линейной части) без изменения шага КС, но с увеличением их мощностей пропорционально увеличению производительности газопровода. Возможны также комбинированные способы повышения производительности газопроводов на базе вышеуказанных. В свою очередь, увеличение производительности газопроводов на базе повышения мощностей КС может быть реализовано как за счет сокращения расстояний между ними (увеличения их количества) и пропорционального (повышению производительности газопровода) увеличения мощности каждой КС без увеличения их степеней сжатия, так и за счет повышения степеней сжатия КС без увеличения их количества (с сохранением неизменным шага КС).

Отсюда следует важный практический вывод: в отличие от увеличения производительности газопровода из труб без внутреннего покрытия (за счет увеличения количества КС и их суммарной мощности), когда энергозатраты возрастают пропорционально кубу от соотношения значений производительности, энергозатраты при увеличении производительности газопровода за счет труб с внутренним покрытием возрастают прямо пропорционально увеличению производительности [1].

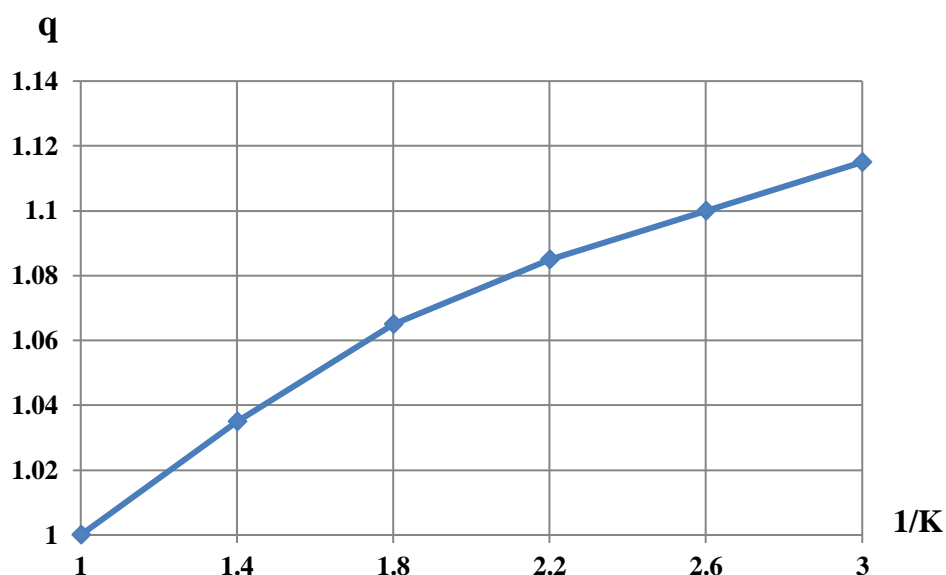


Рисунок 25 – Зависимость относительной производительности газопровода от относительной шероховатости труб

5.6.2 Снижение энергозатрат на транспорт газа

Поскольку снижение энергоёмкости процессов транспорта газа за счет повышения энергоэффективности компрессорных установок в одинаковой мере будет проявляться при всех возможных способах транспорта газа, влияние этого фактора в настоящей работе не рассматривается.

Применение труб с внутренним покрытием снижает степень сжатия КС, необходимую для обеспечения заданной производительности газопровода, что, в свою очередь, приводит к уменьшению энергозатрат на транспорт газа.

На рисунке 26 показана зависимость относительных энергозатрат от относительной эквивалентной шероховатости труб и степени сжатия КС.

Как видно из рисунка 26, снижение относительной эквивалентной шероховатости труб с 1,0 (базовый вариант) до 0,3 существенно уменьшает удельные затраты мощности на компримирование газа. При этом эффект применения труб с внутренним покрытием возрастает с увеличением степени сжатия КС в базовом варианте без внутреннего покрытия. Отсюда следует практический вывод: максимальный энергетический эффект от применения труб с внутренним покрытием в первую очередь будет достигнут на участках повышенной протяжённости, где каждая последующая КС должна работать с большей степенью сжатия [1].

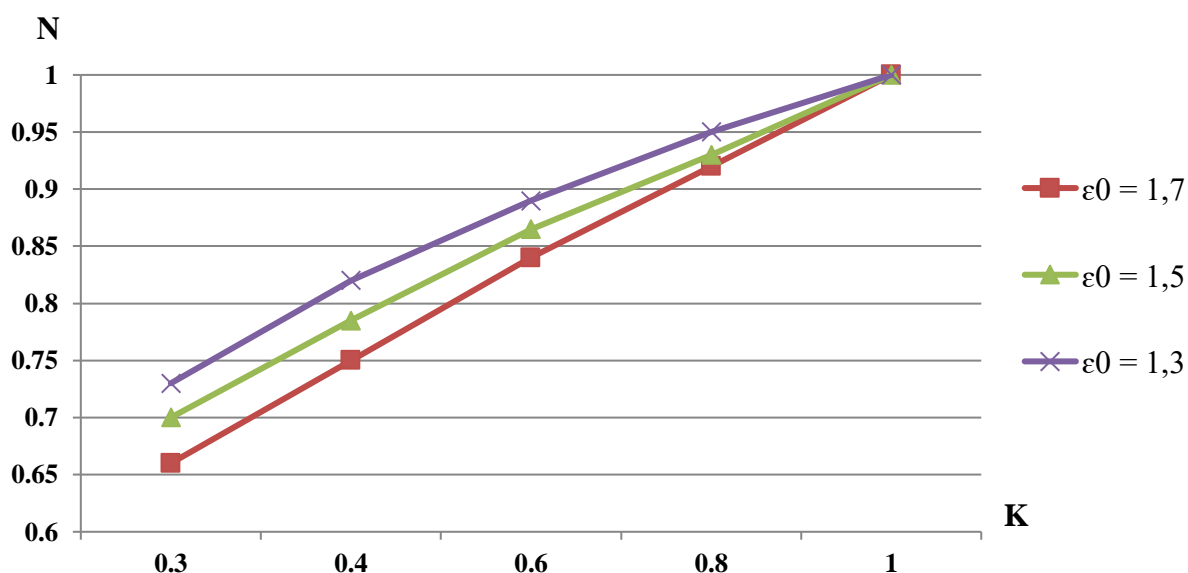


Рисунок 26 – Зависимость относительных энергозатрат на компримирование газа от относительной эквивалентной шероховатости труб для разных степеней сжатия (ϵ_0)

5.6.3 Увеличение шага КС

При постоянной производительности газопровода и степени сжатия зависимость шага КС от коэффициента гидравлического сопротивления газопровода может быть представлена соотношением $L = K^{0.2}$ (рисунок 27).

Рассмотренные зависимости иллюстрируют возможности управления параметрами при применении труб с внутренним покрытием [1].

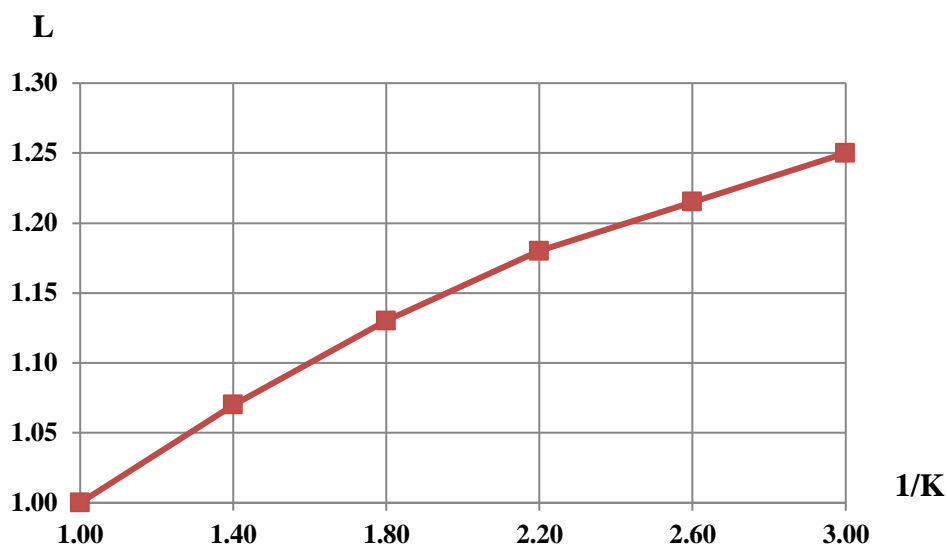


Рисунок 27 – Зависимость относительной длины участка газопровода между КС от относительной эквивалентной шероховатости

6 Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода

6.1 Характеристика объекта исследования

Объекты исследования относятся к газотранспортной системе ООО «Газпром трансгаз Югорск». Согласно статистике ПАО «Газпром», газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Югорск» имеет удельную энергоэффективность $30 \text{ м}^3/(\text{млн. м}^3 \times \text{км})$ – это высокий показатель в сравнении с другими дочерними обществами ПАО «Газпром». Удельная энергоэффективность – это расход энергоресурсов (топливного газа) на единицу ТТР (товаротранспортной операции). В соответствии с политикой ПАО «Газпром» об энергосбережении ресурсов и повышение энергоэффективности газотранспортной системы принятой в 2018 году, данный показатель требуется снижать, повышая тем самым эффективность использования ресурсов при товаротранспортных операциях.

Объекты исследования – линейный объект участок магистрального газопровода Уренгой – Новопсковск (между КС Уренгойская и КС Пангодинская), площадочный объект компрессорная станция «Уренгойская».

Основные технологические параметры объектов исследования:

- Условный диаметр газопровода: 1400 мм;
- Длина участка магистрального газопровода: 100 км;
- Производительность газопровода: 90 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- Давление газа на входе в участок: 7,25 МПа;
- Тип установленной на КС ГПА: ГПА-10М;
- Мощность привода ГПА на КС: 10 МВт;
- Схема работы ГПА на КС: $3 \times 2 + 2$.

6.2 Расчёт эффекта от применения труб с внутренним покрытием

При ремонте и реконструкции эксплуатируемых магистральных газопроводов трубы с покрытием используются не по всей его длине. Установлено, что применение таких труб на участке любой протяженности (даже $12 \div 18$ м) дает значительный энергосберегающий эффект. Теоретически это подкрепляется следующим положением:

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Разработчик		Казак В.Д.			Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков А.В.					57	122
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

применение труб с внутренним гладким покрытием уменьшает гидравлическое сопротивление линейного участка, что при фиксированной производительности газопровода снижает потребляемую мощность КС.

Для оценки эффекта от применения труб с внутренним покрытием использовались расчетно-нормативный (расчет участка газопровода между двумя смежными КС) и статистический (по фактическим показателям энергоэффективности эксплуатируемого газопровода) методы.

В расчетах приняты следующие начальные условия:

- параметры газа (давление и температура) на входе в участок газопровода остаются постоянными, сопротивление технологических коммуникаций КС не учитывается;
- удельный расход топливного газа ($d_{тг}$) – отношение расхода топливного газа к мощности ГПА – определяется по среднестатистическим данным (средняя мощность ГПА по компрессорному парку – 10 МВт, эффективный КПД газотурбинного привода – 29,7 %);
- эквивалентная шероховатость труб (К) принимается по нормам технологического проектирования магистральных газопроводов, согласно СТО Газпром 2-2.2-180-2007 «Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов»;
- энергосберегающий эффект от применения труб с внутренним покрытием заключается в снижении мощности компримирования и потребления топлива на последующей КС.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 7.

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58

Таблица 7 – Исходные данные

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Формула	Значение
Условный диаметр газопровода	D	мм	задано	1400
Длина участка газопровода	L	км	задано	100
Давление газа на входе в участок газопровода	P ₁	МПа	задано	7,25
Давление газа на выходе из участка газопровода	P ₂	МПа	задано	5,5
Температура газа на входе в участок газопровода	t ₁ (T ₁)	°С (К)	задано	+15 (288)
Производительность	q	млн. м ³ /сут	задано	90,0
Степень сжатия КС	ε	–	задано	1,35
Газовая постоянная	R	кДж/(кг×К)	задано	0,509
Показатель политропы	n	–	задано	0,30
Политропный КПД сжатия КС	η _n	–	задано	0,80
Удельный расход топливного газа	d _{ТГ}	м ³ /(кВт×ч)	задано	0,357
Плотность газа	ρ	кг/м ³	задано	0,850
Эквивалентная шероховатость: • для труб без внутреннего покрытия • для труб с внутренним покрытием	K	мм	задано	0,03 0,01

Расчёт по расчётно-нормативному методу

Для расчётов воспользуемся программным комплексом Excel.

1. Число Рейнольдса определим по формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot q \cdot \rho}{\pi \cdot D \cdot \eta}; \quad (6.1)$$

где q – суточная производительность, млн м³/сут; D – условный диаметр газопровода, м; ρ – плотность газа, кг/м³; η – динамическая вязкость газа, Па×с.

2. Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления по следующей формуле:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{D} \right)^{0,2} \quad (6.2)$$

где Re – число Рейнольдса; K – эквивалентная шероховатость (K = 0,030 мм для труб без внутреннего покрытия; K = 0,010 мм для труб с внутренним покрытием); D – условный диаметр газопровода, мм.

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

3. Степень расширения газа в газопроводе рассчитаем по формуле:

$$\varepsilon = \left[1 - \frac{\lambda}{\lambda_0} \cdot (1 - \varepsilon_0^{-2}) \right]^{-0,5}; \quad (6.3)$$

где λ_0 , λ и ε_0 , ε – коэффициенты гидравлического сопротивления линейной части и степени расширения газа на участке газопровода до и после применения внутреннего покрытия соответственно.

Расчёты по формулам (6.1-6.3) будут проведены в программном комплексе Excel и вставлены в общую таблицу результатов расчёта (таблица 10).

Расчётная формула (6.4) для тепловых режимов газопровода с учётом эффекта Джоуля – Томпсона справедлива для определения температуры газа в любой точке однониточного газопровода независимо от способа прокладки, вычисляется по формуле:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{-ax} - D_i \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{z \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-ax}); \quad (6.4)$$

где T_0 – расчётная температура окружающей среды, К; T_n – температура газа в начале участка газопровода, К; D_i – среднее на участке значение коэффициента Джоуля – Томпсона, К/МПа;

$$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta C_p \cdot 10^6}; \quad (6.5)$$

где K_{cp} – средний на участке коэффициент теплопередачи, Вт/(м²×К); C_p – средняя изобарная теплоёмкость газа, Вт/(кг×К); d_n – наружный диаметр газопровода, мм.

Так как расчёты по данной формуле слишком объёмные, то воспользуемся программным комплексом Excel, для автоматизации и визуализации расчётов.

Результаты расчётов представлены в таблице 8.

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		60

Таблица 8 – Результаты расчёта температуры газа на протяжении всего участка магистрального газопровода

Длина участка газопровода, км	Температура без внутреннего покрытия, К	Температура с внутренним покрытием, К
0	288,5	288,5
20	287,1	287,3
40	285,0	285,5
60	282,9	283,4
80	280,8	281,4
100	278,7	279,4

Характер изменения температуры газа вдоль трассы газопровода показан на рисунке 28.

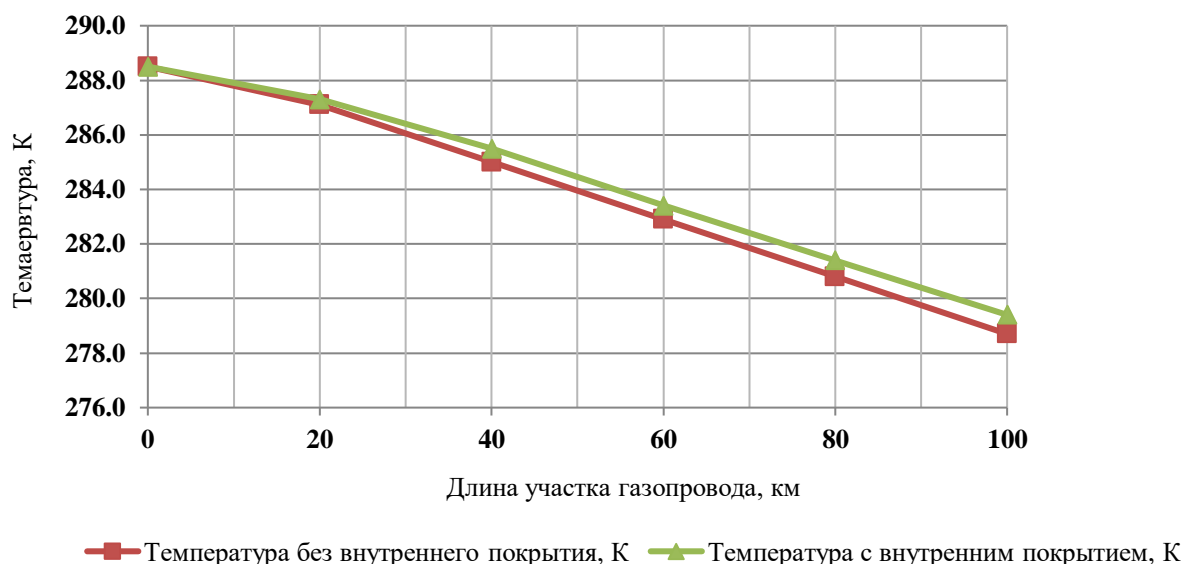


Рисунок 28 – Изменение температуры газа в зависимости от месторасположения по трассе для труб с ГВП и без ГВП

Таким образом, исходя из графика (рисунок 28) можно сделать вывод, что использование трубы с ГВП приводит к незначительному повышению температуры (менее 1 К) транспортируемого газа, а это означает, что температурный режим работы газопровода может быть принят неизменным и в дополнительном охлаждении газа нет необходимости.

4. Определим потери давления в газопроводе по формуле:

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{16}{\pi^2} * \lambda * \frac{G_0^2}{D_y^5} * \rho_0 * L * P_0; \quad (6.6)$$

где p_n^2 – абсолютное давление газа в начале газопровода, МПа; p_k^2 – абсолютное давление газа в конце газопровода, МПа; P_0 – нормальное давление, МПа (0,101325 МПа); λ – коэффициент гидравлического трения; G_0 – расход газа, м³/с (2,6 тыс. м³/с), при нормальных условиях; D_y – внутренний диаметр газопровода, м; ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³ (0,850 кг/м³); L – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м.

Результаты расчётов в программном комплексе Excel представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта потерь давления по длине участка магистрального газопровода

Длина участка газопровода, км	Потери давления без внутреннего покрытия, МПа	Потери давления с внутренним покрытием, МПа
0	0	0
20	0,35	0,29
40	0,70	0,58
60	1,05	0,86
80	1,40	1,15
100	1,75	1,44

Характер изменения температуры газа вдоль трассы газопровода показан на рисунке 29.

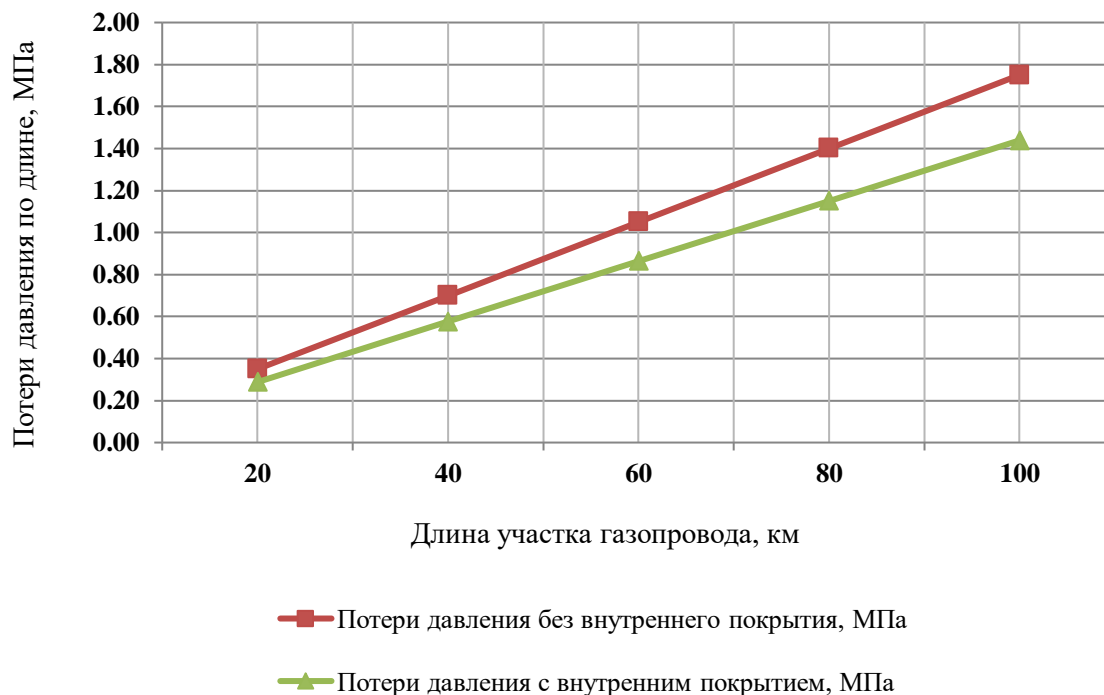


Рисунок 29 – Изменение потерь давления по длине участка магистрального газопровода для труб с ГВП и без ГВП

Оценим эффект от внедрения труб с ГВП для параметра потерь давления по всей длине рассматриваемого участка магистрального газопровода:

$$\frac{\Delta P_{\text{без ГВП}} - \Delta P_{\text{с ГВП}}}{\Delta P_{\text{без ГВП}}} = \frac{(1,75 \text{ МПа} - 1,44 \text{ МПа})}{1,75 \text{ МПа}} * 100\% = 17,7 \%;$$

Таким образом, исходя из графика (рисунок 29) можно сделать вывод, что использование трубы с ГВП приводит к снижению потерь давления на протяжении всей длины рассматриваемого участка на 17,7 %. Такой результат связан со снижением трения о стенки трубопровода потока транспортируемого газа, а также как следствие снижением коэффициента гидравлического сопротивления.

5. Потребляемая мощность КС рассчитывается по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 \cdot z \cdot T_1 \cdot q}{\eta_{\text{п}}} \cdot (\epsilon^{0,3} - 1); \quad (6.7)$$

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

где z – коэффициент сжимаемости газа; T_1 – температура газа на входе, К; q – суточная производительность, млн. м³/сут; $\eta_{п}$ – политропный КПД.

6. Удельная потребляемая мощность КС рассчитывается по формуле:

$$N_{КС}^{уд} = \frac{N_{КС}}{L}; \quad (6.8)$$

где $N_{КС}$ – потребляемая мощность КС, кВт; L – длина участка газопровода, км.

- Для труб без внутреннего покрытия:

$$N_{КС}^{уд} = \frac{N_{КС}}{L} = \frac{34975}{100} = 349,75 \frac{\text{кВт}}{\text{км}};$$

- Для труб с внутренним покрытием:

$$N_{КС}^{уд} = \frac{N_{КС}}{L} = \frac{26730}{100} = 267,3 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

7. Изменение удельной потребляемой мощности КС рассчитывается по формуле:

$$\Delta N_{КС}^{уд} = N_{КС0}^{уд} - N_{КС}^{уд}; \quad (6.9)$$

где $\Delta N_{КС0}^{уд}$ – удельная потребляемая мощность КС (при использовании труб без внутреннего покрытия), кВт/км; $\Delta N_{КС}^{уд}$ – удельная потребляемая мощность КС (при использовании труб с внутренним покрытием), кВт/км.

$$\Delta N_{КС}^{уд} = N_{КС0}^{уд} - N_{КС}^{уд} = 349,75 - 267,3 = 82,4 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

8. Изменение удельного годового расхода топлива на КС рассчитывается по формуле:

$$\Delta q_{ТГ}^{уд} = \Delta N_{КС}^{уд} \cdot d_{ТГ} \cdot 8760; \quad (6.10)$$

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где $\Delta N_{КС}^{уд}$ – изменение удельной потребляемой мощности КС, кВт/км; $d_{ТГ}$ – удельный расход топливного газа, м³/(кВт×ч).

$$\Delta q_{ТГ}^{уд} = \Delta N_{КС}^{уд} \cdot d_{ТГ} \cdot 8760 = 82,4 \cdot 0,357 \cdot 8760 = 257691 \frac{\text{м}^3}{\text{год} \times \text{км}} = 257,7 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{год} \times \text{км}}$$

Таблица 10 – Результаты расчёта

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Формула	Значение	
				без внутреннего покрытия	с внутренним покрытием
Число Рейнольдса	Re	–	(1)	$6 \cdot 10^7$	$3,9 \cdot 10^7$
Коэффициент гидравлического сопротивления	λ	–	(2)	0,01007	0,00828
Степень расширения газа в газопроводе	ε	–	(3)	1,350	1,261
Коэффициент сжимаемости газа	z	–	согласно НТП СТО Газпром 2-3.5-051-2006	0,883	0,877
Температура газа	T_g	К	(4)	280,0	281,4
Потребляемая мощность КС	$N_{КС}$	кВт	(6)	34975	26730
Удельная потребляемая мощность КС	$N_{КС}^{уд}$	кВт/км	(7)	349,8	267,3
Изменение удельной потребляемой мощности КС	$\Delta N_{КС}^{уд}$	кВт/км	(8)	–	82,4
Изменение удельного годового расхода топлива на КС	$\Delta q_{ТГ}^{уд}$	$\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{год} \times \text{км}}$	(9)	–	257,7

Расчёт методом удельных статистических показателей

Удельная энергоэффективность газопровода характеризуется показателем затрат топливного газа на единицу ТТР (товаротранспортной работы), который учитывается в системе статистической отчетности.

Результаты расчета по методу удельных статистических показателей для рассматриваемого участка газопровод:

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1. Относительное изменение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{свн}}}{\lambda_{\text{бвп}}}; \quad (6.11)$$

где $\lambda_{\text{свн}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления (для труб с внутренним покрытием); $\lambda_{\text{бвп}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления (для труб без внутреннего покрытия).

$$\lambda = \frac{0,00828}{0,01007} = 0,822;$$

2. Относительное изменение потребляемой мощности сжатия КС (и соответственно расхода топлива).

Взаимосвязь между изменением потребляемой мощности КС и коэффициентом гидравлического сопротивления участка газопровода характеризуется следующей степенной зависимостью (смотреть рисунок 2б):

$$N_{\text{КС(отн)}} = \lambda_{(\text{отн})}^{1,52}; \quad (6.12)$$

где $N_{\text{КС(отн)}}$ – относительное изменение потребляемой мощности сжатия КС; $\lambda_{(\text{отн})}$ – относительное изменение коэффициента гидравлического сопротивления.

$$N_{\text{КС(отн)}} = \lambda_{(\text{отн})}^{1,52} = 0,822^{1,52} = 0,742;$$

3. Изменение удельного показателя энергоэффективности для участка газопровода:

$$\Delta \mathcal{E} = (1 - N_{\text{КС(отн)}}) \cdot \mathcal{E}_0; \quad (6.13)$$

где $N_{\text{КС(отн)}}$ – относительное изменение потребляемой мощности сжатия КС; \mathcal{E}_0 – исходный показатель удельной энергоэффективности, $\text{м}^3/(\text{млн. м}^3 \times \text{км})$.

В качестве исходного показателя удельной энергоэффективности примем данные для системы газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» за 2008 г.:

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

$$\Xi_0 = 30 \frac{\text{м}^3}{(\text{млн. м}^3 \times \text{км})};$$

$$\Delta \Xi = (1 - N_{\text{КС(отн)}}) \cdot \Xi_0 = (1 - 0,742) \cdot 30 = 7,74 \frac{\text{м}^3}{(\text{млн. м}^3 \times \text{км})};$$

4. Изменение удельного годового расхода топлива на КС:

$$\Delta q_{\text{ТГ}}^{\text{уд}} = q \cdot \Delta \Xi; \quad (6.14)$$

где q – производительность газопровода, млн. м³/сут; $\Delta \Xi$ – изменение удельного показателя энергоэффективности, м³/(млн. м³×км).

$$\Delta q_{\text{ТГ}}^{\text{уд}} = q \cdot \Delta \Xi = 90 \cdot 7,74 \cdot 365 = 254,3 \frac{\text{тыс. м}^3}{(\text{год} \times \text{км})}$$

Рассчитаем погрешность при определении удельного газового расхода топлива на КС расчётно-нормативным методом и методом удельных статистических показателей по следующей формуле:

$$n = \frac{\Delta q_{\text{ТГ(м.р-н)}}^{\text{уд}} - \Delta q_{\text{ТГ(м.у.с.п)}}^{\text{уд}}}{\Delta q_{\text{ТГ(м.у.с.п)}}^{\text{уд}}}; \quad (6.15)$$

Погрешность представленных методов не превышает 5 %, что допустимо для оценочных расчетов.

$$n = \frac{\Delta q_{\text{ТГ(м.р-н)}}^{\text{уд}} - \Delta q_{\text{ТГ(м.у.с.п)}}^{\text{уд}}}{\Delta q_{\text{ТГ(м.у.с.п)}}^{\text{уд}}} = \frac{257,7 - 254,3}{257,7} * 100\% = 1,3 \%;$$

В таблицах 11,12 показаны возможные диапазоны энергосберегающего эффекта при реконструкции магистральных газопроводов с применением труб с внутренним гладкостным покрытием в зависимости от диаметра и протяженности линейного участка (при $\epsilon_0 = 1,35$).

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

Таблица 11 – Снижение удельной мощности сжатия КС

D_y, мм	1000	1200	1400
Протяжённость реконструируемого участка газопровода, км	Удельная мощность сжатия КС, кВт		
1	33,6	54,4	82,4
10	336	544	824
100	3360	5440	8240

Таблица 12 – Снижение удельного потребления топлива КС

D_y, мм	1000	1200	1400
Протяжённость реконструируемого участка газопровода, км	Удельное потребление топлива КС, млн. м³/год		
1	0,105	0,170	0,258
10	1,05	1,70	2,58
100	10,5	17,0	25,8

Вывод к расчёту

Энергосберегающий эффект от применения труб с внутренним гладким покрытием практически линейно возрастает в зависимости от длины и диаметра гладкостных труб.

Из таблиц 11, 12 следует, что с увеличением D_y (т.е. объема транспортируемого газа) энергосберегающий эффект от предлагаемого метода реконструкции увеличивается. Локальный эффект (при замене 1 км газопровода) в зависимости от внутреннего диаметра труб на участке выражается в снижении потребляемой мощности КС (до 34÷82 кВт) и потребления топлива (до 0,105÷0,258 млн. м³/год). Наибольший эффект дает полная замена труб на участке между смежными КС (100 км): снижение потребляемой мощности станции до 3,4÷8,2 МВт, расхода топлива – до 10,5÷25,8 млн. м³/год соответственно.

Таким образом, при полной замене трубопровода на линейной части объекта исследования ($D_y = 1400$ мм, $L = 100$ км) удаётся достичь максимального технологического эффекта в сокращении удельного потребления топливного газа на КС до 25,8 млн. м³/год, а также потерь давления по длине и коэффициента гидравлического сопротивления на 17,7%.

Учитывая стоимость топливного газа, отобразим изменение срока окупаемости данной технологии в зависимости от цены на топливный газ (рисунок 30), можно сделать вывод, что и с экономической точки зрения внедрение данной технологии эффективно (подробный расчёт экономической эффективности от внедрения данной технологии смотреть в разделе 7 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» данной ВКР).

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист 68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

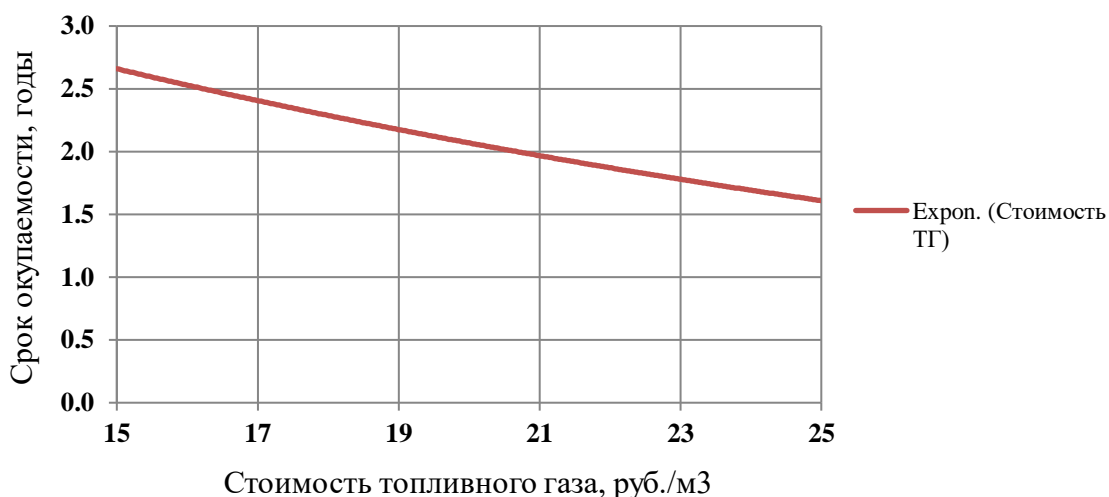


Рисунок 30 – Изменение простого срока окупаемости труб с ГВТ в зависимости от цены на топливный газ

6.3 Расчёт показателей энергоэффективности КС

Рассмотрим реконструкцию компрессорной станций «Уренгойская» магистрального газопровода Уренгой – Новопсковск с заменой восьми существующих агрегатов ГПА-10М с центробежным нагнетателем (ЦБН) Н-370-18-1 (схема работы 3x2+2) по двум возможным вариантам: с заменой на 4 агрегата ГПА-16 (при схеме работы 3x1+1), с заменой на 3 агрегата ГПА-25 (при схеме работы 2x1+1).

Расход топливного газа ГТУ, тыс. м³/ч, вычисляются по формуле:

$$q_{\text{ТГ}} = q_{\text{ТГ}}^0 \cdot 0,75 \cdot \frac{N_{\text{н}}}{N_{\text{е}}^0} + 0,25 \cdot K_{\text{Па}} \cdot \frac{T_{\text{а}}}{288} \cdot K_{\text{ТГ}} \cdot K_{\text{п}}; \quad (6.16)$$

$$q_{\text{ТГ}} = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot N_{\text{е}}^0}{\eta_{\text{е}} \cdot Q_{\text{Тс}}}; \quad (6.17)$$

где $q_{\text{ТГ}}^0$ – номинальный расход топливного газа, тыс. м³/ч; $K_{\text{ТГ}}$ – коэффициент технического состояния ГТУ (по топливу); $N_{\text{н}}$ – мощность, потребляемая ЦБН, МВт; $\eta_{\text{е}}$ – номинальный КПД ГТУ; $Q_{\text{Тс}}$ – теплота сгорания топливного газа, кДж/м³.

Коэффициент использования мощности показывает, насколько эффективно будет использоваться установленная мощность:

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$K_{и} = \frac{N_{н}}{N_{е}^p}; \quad (6.18)$$

где $N_{е}^p$ – располагаемая мощность ГТУ, МВт; $N_{н}$ – потребляемая мощность, МВт.

Располагаемую мощность ГТУ определяют по следующей формуле:

$$N_{е}^p = N_{е}^0 \cdot K_N \cdot K_t \cdot K_y \cdot K_n \cdot K_{pa}; \quad (6.19)$$

где $N_{е}^0$ – номинальная мощность ГТУ; K_N – коэффициент технического состояния ГТУ (по мощности), принимают равным 0,95, если не имеется оснований для принятия другой величины; K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха; K_y – коэффициент, учитывающий наличие утилизатора тепла; K_{pa} – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря; K_n – коэффициент влияния относительной скорости вращения ротора силовой турбины, обычно учитывается в составе коэффициента K_N .

Учёт влияния температур атмосферного воздуха рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$K_t = 1 - k_t \cdot \frac{T_a - 288}{T_a}; \quad (6.20)$$

где T_a – расчетная температура атмосферного воздуха на входе в ГТУ, К; k_t – коэффициент, величину которого для оценочных расчетов рекомендуется принимать 3,0. Расчетная температура атмосферного воздуха на входе в ГТУ определяется по формуле:

$$T_a = T_a^{cp} + 5; \quad (6.21)$$

где T_a^{cp} – средняя температура атмосферного воздуха расчетного календарного периода, К.

Моделирование режима проектной производительности КС с заменой морально устаревших агрегатов ГПА-10М (со схемой подключения ГПА 3x2+2) на агрегаты нового поколения с высокоэффективными ГТУ ГПА-16 (со схемой подключения ГПА 3x1+1) и ГПА-25 (схема подключения 2x1+1), а также расчет основных

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

технологических параметров поквартально представлены в таблицах 13, 14. Результаты расчета показателей энергоэффективности КС приведены в таблице 15.

Таблица 13 – Моделирование и расчёт режима проектной производительности компрессорного цеха с существующими и установленными ГПА (расчётно-оценочный метод)

Наименование	Обозн.	Ед. измер.	Формула, источник	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Среднегод-е значение
Производительность	$Q_{кц}$	млн. м ³ /сут.	задано	89,4	88,1	82,8	90,4	87,67
Абсолютное давление на входе	$P_{1н}$	МПа	задано	5,5	5,7	5,4	5,35	5,49
Абсолютное давление на выходе	$P_{2н}$	МПа	задано	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Температура на входе	$T_{1н}$	К	задано	287	288	293	288	289
Степень повышения давления	ε_n	–	$P_{2н} / P_{1н}$	1,364	1,316	1,389	1,402	1,368
Газовая постоянная	R	кДж/кг·К	расчёт по составу	0,509	0,509	0,509	0,509	0,509
Температура на выходе	$T_{2н}$	К	задано	318,2	316,6	325,2	321,3	320,3
Коэффициент сжимаемости на входе	$Z_{1н}$	–	$f(P_{1н}, T_{1н}, R)$	0,893	0,893	0,901	0,897	0,896
Коэффициент сжимаемости на выходе	$Z_{2н}$	–	$f(P_{2н}, T_{2н}, R)$	0,908	0,903	0,918	0,915	0,911
Средний коэффициент сжимаемости	$Z_{ср}$	–	$(Z_{1н} + Z_{2н})/2$	0,901	0,898	0,910	0,906	0,904
Политропный напор	H_n	кДж/кг	$(Z_{ср} \times R \times T_{1н} / 0,3) \times (\varepsilon_n^{0,3} - 1)$	43,0	38,1	46,9	47,7	43,9
Массовый расход КЦ	$G_{кц}$	кг/с	$4 \times (Q_{кц} / K)$	707,5	696,7	654,2	718,0	694,1
Внутренняя мощность сжатия КЦ (сущ. ГПА)	N_i	кВт	$(G_{кц} \times H_n / \eta_n) \times 10^{-3}$	38,2	33,5	38,5	41,5	37,9
Внутренняя мощность сжатия КЦ (новые ГПА)	N_i	кВт	$(G_{кц} \times H_n / \eta_n) \times 10^{-3}$	36,7	31,9	37,1	40,2	36,5
Плотность газа на входе	$\rho_{1н}$	кг/м ³	$(P_{1н} \times 10^3) / (Z_{1н} \times R \times T_{1н})$	42,0	43,1	40,3	40,5	41,5
Объёмный расход КЦ	$Q_{кц}$	м ³ /мин	$(G_{кц} / \rho_{1н}) \times 60$	1013,5	967,0	977,9	1068,4	1006,7
Мощность, потребляемая КЦ (сущ. ГПА)	$N_{кц}$	МВт	$N_i / (\eta_m \times 0,95)$	41,5	36,1	41,8	45,9	41,3
Мощность, потребляемая КЦ (новые ГПА)	$N_{кц}$	МВт	$N_i / (\eta_m \times 0,95)$	39,2	33,9	39,4	43,6	39,0

Таблица 14 – Моделирование и расчёт режима работы проектной производительности по измеряемым и расчётным параметрам КС с установленными ГПА-10М и предлагаемыми ГПА-16, ГПА-25

Наименование	Обозн.	Ед. измер.	Формула, источник	I кв	II кв	III кв.	IV кв.	Среднегод-е значение
ГПА-10М/Н-370-18-1 «Схема подключения агрегатов 3x2 раб. + 2 рез.								
Количество рабочих и резервных ГПА	$n_p+n_{рез}$	шт	задано	3x2+2	3x2+2	3x2+2	3x2+2	3x2+2
Объёмный расход на входе 1 группы ГПА	$Q_{1н}$	м ³ /мин	$Q_{кв}/n_p$	335,9	321,1	326,3	357,3	335,2
Политропный КПД	η_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,81	0,8	0,8	0,81	0,805
Относительная частота вращения	n_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,96	0,93	0,95	0,98	0,96
Внутренняя мощность 1 группы посл. соединенных ГПА	N_i	МВт	$(Q_{1н} \times \rho_{1н} \times H_n) / (60 \times \eta_n)$	12,5	11,3	12,7	14,4	12,7
Мощность, потребляемая 1 гр. посл. соединенных ГПА	N_n	МВт	$N_i / (\eta_n \times 0,95)$	13,9	11,9	13,7	15,5	13,8
Мощность, потребляемая КЦ	$N_{н кц}$	МВт	$N_n \times n_{раб}$	41,7	35,7	41,1	46,5	41,4
Располагаемая мощность 1 группы ГПА	N^p_e	МВт	$N^0_e \times K_N \times K_i \times K_y \times K_n \times K_{pa}$	21,3	17,7	16,9	19,5	18,9
Располагаемая мощность КЦ	$N^p_e кц$	МВт	$N^p_e \times n_{раб}$	65,2	52,3	52,7	59,4	57,4
ГПА-16 Схема подключения агрегатов 3x1 раб. + 1 рез.								
Количество рабочих и резервных ГПА	$n_p+n_{рез}$	шт	задано	3+1	3+1	3+1	3+1	3+1
Объёмный расход на входе ЦБН	$Q_{1н}$	м ³ /мин	$Q_{кв}/n_p$	335,9	321,1	326,3	357,3	335,2
Политропный КПД	η_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,864	0,866	0,866	0,864	0,865
Относительная частота вращения	n_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,96	0,93	0,95	0,98	0,96
Внутренняя мощность ЦБН	N_i	МВт	$(Q_{1н} \times \rho_{1н} \times H_n) / (60 \times \eta_n)$	11,7	10,5	11,3	13,5	11,8
Мощность, потребляемая ЦБН	N_n	МВт	$N_i / (\eta_n \times 0,95)$	12,6	11,1	12,4	13,8	12,5
Мощность, потребляемая КЦ	$N_{н кц}$	МВт	$N_n \times n_{раб}$	37,8	33,3	37,2	41,4	37,5
Располагаемая мощность ГПА	N^p_e	МВт	$N^0_e \times K_N \times K_i \times K_y \times K_n \times K_{pa}$	17,3	13,9	13,5	16,0	15,2
Располагаемая мощность КЦ	$N^p_e кц$	МВт	$N^p_e \times n_{раб}$	51,4	42,6	40,8	47,4	45,6
ГПА-25 Схема подключения агрегатов 2x1 раб. + 1 рез.								
Количество рабочих и резервных ГПА	$n_p+n_{рез}$	шт	задано	2+1	2+1	2+1	2+1	2+1
Объёмный расход на входе ЦБН	$Q_{1н}$	м ³ /мин	$Q_{кв}/n_p$	505,9	481,1	489,7	536,8	503,4
Политропный КПД	η_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,845	0,842	0,848	0,849	0,846
Относительная частота вращения	n_n	–	$f(Q_{1н}, H_n)$	0,96	0,93	0,96	0,99	0,96
Внутренняя мощность ЦБН	N_i	МВт	$(Q_{1н} \times \rho_{1н} \times H_n) / (60 \times \eta_n)$	17,8	15,9	18,5	19,9	18,1
Мощность, потребляемая ЦБН	N_n	МВт	$N_i / (\eta_n \times 0,95)$	19,4	16,8	18,7	20,9	19,0
Мощность, потребляемая КЦ	$N_{н кц}$	МВт	$N_n \times n_{раб}$	38,8	33,6	37,4	41,8	38,0
Располагаемая мощность ГПА	N^p_e	МВт	$N^0_e \times K_N \times K_i \times K_y \times K_n \times K_{pa}$	26,5	21,8	21,8	25,2	23,8
Располагаемая мощность КЦ	$N^p_e кц$	МВт	$N^p_e \times n_{раб}$	53,8	43,8	43,2	49,7	47,6

Таблица 15 – Итоговые данные расчёта энергозатрат компрессорного цеха с установленными ГПА-10М и с заменой существующих агрегатов на ГПА-16, ГПА-25

Наименование показателей	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Среднегодовое значение
Схема работы ГПА					
ГПА-10М	3x2+2				
ГПА-16	3x1+1				
ГПА-25	2x1+1				
Потребляемая мощность агрегатов, МВт					
одной группы последовательно соединенных ГПА-10М	13,9	11,9	13,7	15,5	13,8
одним ГПА-16	12,6	11,1	12,4	13,8	12,5
одним ГПА-25	19,4	16,8	18,7	20,9	19,0
Потребляемая мощность компрессорного цеха, МВт					
с установленными ГПА-10М	41,7	35,7	41,1	46,5	41,4
с установленными ГПА-16	37,8	33,3	37,2	41,4	37,5
с установленными ГПА-25	38,8	33,6	37,4	41,8	38,0
Коэффициент использования мощности					
КЦ с установленными ГПА-10М	0,633	0,684	0,806	0,775	0,725
КЦ с установленными ГПА-16	0,727	0,769	0,916	0,893	0,826
КЦ с установленными ГПА-25	0,715	0,760	0,894	0,867	0,809
Номинальный расход топливного газа, тыс. м³/ч					
на одну группу последовательно соединенных ГПА-10М	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81
на один ГПА-16	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
на один ГПА-25	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55
Расход топливного газа, тыс. м³/ч					
на одну группу послед. соединенных ГПА-10М	6,91	6,50	7,20	7,40	7,00
на один ГПА-16	4,07	3,79	4,18	4,45	4,12
на один ГПА-25	6,48	5,95	6,55	7,00	6,50
Время расчетного периода, ч	2160	2160	2160	2160	8640
Потребление топливного газа за расчетный период, млн. м³					
КЦ с установленными ГПА-10М	44,78	42,12	46,66	47,95	181,52
КЦ с установленными ГПА-16	26,37	24,56	27,09	28,84	106,84
КЦ с установленными ГПА-25	27,99	25,70	28,30	30,24	112,24

Вывод к расчёту

Оценим технологический эффект от предлагаемого решения (таблица 16):

					Оценка влияния разрабатываемых предложений на эффективность транспортировки газа по участку магистрального газопровода	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 16 – Оценка технологического эффекта от замены устаревших ГПА на новые ГПА-16, ГПА-25

Наименование параметра	Расчёт эффекта	Эффект	Экономия, млн. руб./год
Эффект с установленными ГПА-16 по схеме 3x1 раб. + 1 рез.			
Потребление топливного газа, млн. м ³	$\frac{(181,52 - 106,84)}{181,52} \times 100\%$	сокращение на 41,1 %	(181,52-106,84)×21 = 1 568,28
Потребляемая мощность компрессорного цеха, МВт	$\frac{(41,4 - 37,5)}{41,4} \times 100\%$	сокращение на 9,4 %	
Эффект с установленными ГПА-25 по схеме 2x1 раб. + 1 рез.			
Потребление топливного газа, млн. м ³	$\frac{(181,52 - 112,24)}{181,52} \times 100\%$	сокращение на 38,2 %	(181,52-112,24)×21 = 1 454,88
Потребляемая мощность компрессорного цеха, МВт	$\frac{(41,4 - 38,0)}{41,4} \times 100\%$	сокращение на 8,2 %	

Таким образом, реконструкция компрессорной станции «Уренгойская» с установкой агрегатов нового поколения с эффективным КПД ГТУ 35÷36% позволяет сократить потребление топливного газа на 41,1 % за год при установке четырех агрегатов ГПА-16 (3x1+1) и сэкономить 1 568,28 млн. руб./год, на 38,2 % за год при установке трех агрегатов ГПА-25 (2x1+1) и сэкономить 1 454,88 млн. руб./год. Потребляемая мощность компрессорного цеха снижается на 9 % при установке ГПА-16, на 8 % при установке ГПА- 25.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2БМ11		Казаку Владиславу Денисовичу	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП/ОПОП	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих;	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на строительство магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов;	Государственные элементные сметные нормы на строительные работы;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Налоговый кодекс (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023; Налоговый кодекс (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка экономического потенциала разрабатываемого технологического решения;	Обоснование перспективности строительства магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
2. Выполнения расчёта затрат на сооружения магистрального газопровода;	Расчёт затрат на строительство магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием;
3. Определение экономической эффективности разрабатываемого технологического решения.	Оценка экономической эффективности строительства магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием.

Перечень графического материала:

Таблицы: – Расчет капитальных вложений (инвестиций); – Расчет эксплуатационных затрат; – Расчет экономической эффективности.	
Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	15.03.2023

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор (ОНД, ИШПР)	Шарф Ирина Валерьевна	д-р экон. наук		15.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		15.03.2023

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования (разрабатываемого предложения, технологии) с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, а также определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Введение

В соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 года» и Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», одним из стратегических ориентиров долгосрочной государственной энергетической политики России является повышение энергетической эффективности экономического комплекса страны на основе внедрения экологически чистых и ресурсосберегающих технологий, реализации инновационных высокоэффективных энергосберегающих проектов.

Приоритетным направлением в деятельности ПАО «Газпром» является повышение эффективности использования энергоресурсов (природного газа, электрической и тепловой энергии) во всех видах деятельности – добыче газа, конденсата и нефти, транспортировке и подземном хранении природного газа, переработке углеводородного сырья, распределении газа потребителям.

Для реализации решения проблемы, повешения эффективности транспортировки газа, в данной работе было предложено применять при строительстве магистрального газопровода трубы с гладки внутренним покрытием (ГВП). Также было установлено, что применение данных труб даёт следующие технологические эффекты:

- повышение пропускной способности магистрального газопровода (МГ), как следствие увеличение объёмов прокачки;
- снижение степени расширения газа в магистральном газопроводе, как следствие снижения расхода энергии на сжатие газа на компрессорной станции (КС);

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Разработчик	Казак В.Д.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.						76	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

- увеличение шага КС при постоянной производительности газопровода и степени сжатия.

Целью разработки данного раздела ВКР является оценка экономической эффективности данной технологии, чтобы иметь целостное представление о перспективности внедрения данной технологии с экономической точки зрения.

7.1 Оценка экономического потенциала разрабатываемого технологического решения

В расчётной части данной работы было подтверждено практически, что применение труб с ГВП: уменьшает гидравлическое сопротивление линейного участка МГ, снижает степень расширения газа в магистральном газопроводе, как следствие снижает расхода энергии на сжатие газа на компрессорной станции (КС), а именно удельное потребление топливного газа.

Результаты, полученные при расчётах, показали следующий эффект от внедрения данной технологии, представленный в таблицах 17, 18.

Таблица 17 – Снижение удельной мощности сжатия КС

Д _у , мм	1000	1200	1400
Протяжённость реконструируемого участка газопровода, км	Удельная мощность сжатия КС, кВт		
1	33,6	54,4	82,4
10	336	544	824
100	3360	5440	8240

Таблица 18 – Снижение удельного потребления топлива КС

Д _у , мм	1000	1200	1400
Протяжённость реконструируемого участка газопровода, км	Удельное потребление топлива КС, млн. м ³ /год		
1	0,105	0,170	0,258
10	1,05	1,70	2,58
100	10,5	17,0	25,8

Таким образом, максимальный эффект от внедрения труб с ГВП достигается при наибольшем диаметре и протяжённости магистрального газопровода, а именно для газопровода D_у = 1400 мм, L = 100 км экономия топливного газ равна 25,8 млн. м³ в год.

Экономический потенциал разрабатываемого технологического решения выражается в экономии удельного потребления топливного газа (ТГ) на КС.

Подводя итог, экономия на потреблении ТГ выражается по формуле (7.1):

$$Q = \Delta q_{ТГ} \cdot c_{ТГ}; \quad (7.1)$$

где $\Delta q_{ТГ}$ – удельное потребление топлива КС, млн. м³/год, $c_{ТГ}$ – стоимость топливного газа, руб./м³, год, Q – сумма сэкономленных денег на сжатию газа на КС за год для участка МГ ($D_y = 1400$ мм, $L = 100$ км), млн. руб.

$$\Delta q_{ТГ} \cdot c_{ТГ} = 25,8 * 21 = 541,8 \text{ млн. руб./год};$$

Из этого следует, что экономический эффект, потенциал от внедрения технологии труб с ГВП при магистральном транспорте газа, соответствует целям ПАО «Газпром» о повышении эффективности использования энергоресурсов на ближайшее будущее.

Далее оценим экономическую эффективность строительства МГ из труб с ГВП, рассчитав основные финансовые показатели:

- затраты на сооружение;
- затраты на эксплуатацию;
- расчёт чистой прибыли;
- срок окупаемости проекта;
- индекс доходности капитальных вложений.

На основании проведённых расчётов будет сделано заключение об эффективности проекта строительства МГ из труб с ГВП с экономической точки зрения. Все расчёты сделаны в программе Excel в соответствии с методикой оценки эффективности инвестпроекта, разработанной консультантом к данному разделу ВКР.

7.2 Расчёт затрат на сооружение магистрального газопровода из труб с гладким внутренним покрытием

Исходные данные для расчётов к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлены в таблице 19.

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

Таблица 19 – Характеристика магистрального газопровода

Наименование	Значение	Единица измерения	Дополнительная информация
Условный диаметр трубы Ду	1400	мм	–
Толщина стенки	16	мм	–
Протяжённость трубопровода	100	км	–
Объём транспортировки газа	30	млрд. м ³ /год	–
Количество стыков	8 334	шт	–
Количество УЗА	10	шт	Устанавливается не более чем через 10 км
Количество участков гидроиспытания	10	шт	–
Количество антикоррозионных протекторов	50	шт	Устанавливаются через каждые 2 км
Группа грунта	2	–	Суглинок, гравий мелкий и средний, глина лёгкая влажная
Труба 1420 мм, штриповая сталь Х70	571	т/км	ООО «Ладор Комплект» Металлопрокат и трубы
Стоимость 1 т трубы 1420x16 мм	90 600	руб	
Стоимость нанесение внутреннего покрытия на трубы Ду 1400 мм	7 250	руб./пог. м	Внутреннее эпоксидное покрытие ООО «Уралхимизоляция»
Расчётный период проекта	10	лет	Рассматриваемый период с 01.01.2023 по 01.01.2033
Регион реализации проект	–	–	РФ ХМАО

Для расчёта затрат на строительно-монтажные работы воспользуемся государственными элементными сметными нормами (ГЭСН) предназначенными для определения состава и потребности в материально-технических и трудовых ресурсах, необходимых для выполнения строительных, монтажных, ремонтно-строительных и пусконаладочных работ.

В ГЭСН указана стоимость выполнения строительно-монтажных работ по сооружению МГ в которую входят: трудозатраты, затраты на эксплуатацию машин и механизмов, расход материалов [20].

В таблице 20 представлены этапы строительства МГ, которым соответствует определённый ГЭСН, а также наименование выполняемых на данном этапе строительства работ.

Таблица 20 – Государственные элементные сметные нормы на строительные работы согласно этапам строительства МГ

№	Этапы строительства МГ	Государственные элементные сметные нормы на строительные работы	Наименование работ
1	Подготовительные работы	ГЭСН 25-02-041-01	Устройство временных технологических дорог лежневого типа с шириной проезжей части 8 м при строительстве магистральных трубопроводов
2	Земляные работы - разработка траншеи	ГЭСН 01-01-057-02	Рытье и засыпка траншей глубиной 2,3 м роторными экскаваторами для трубопроводов диаметром 1200-1400 мм, группа грунтов: 2
3	Доставка труб, разгрузочные работы	ГЭСН 25-06-003-06	Разгрузка из железнодорожных полувагонов и складирование в прирельсовый штабель автокраном с последующей погрузкой на плетевоз трубоукладчиком труб: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-06-011-24	Транспортировка на автомобилях-плетевозах на расстояние 30 км одиночных неизолированных труб: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-06-005-10	Разгрузка и укладка в штабель труб: Ду 1400 мм км труб
4	Сборочно - сварочные работы	ГЭСН 25-02-040-27	Предварительный подогрев стыков труб Ду 1400 мм при сварке на трассе
		ГЭСН 25-02-014-07	Ручная электродуговая сварка на трассе одиночных труб Ду 1400 мм электродами с основным покрытием
5	Контроль качества сварных соединений	ГЭСН 25-05-027-14	Контроль качества сварных соединений труб ультразвуковым методом на трассе: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-05-016-06	Контроль гамма-дефектоскопом на трассе качества сварных соединений труб: Ду 1400 мм
6	Противокоррозионная изоляция труб	ГЭСН 25-07-015-20	Противокоррозионная изоляция усиленного типа отечественными полимерными лентами и укладка в траншею трубопроводов: Ду 1400 мм
7	Укладка труб в траншею	ГЭСН 25-08-021-08	Укладка в траншею на участках трассы с продольным уклоном от 15 до 20 градусов изолированного трубопровода: Ду 1400 мм
8	Сборка и установка узлов задвижек	ГЭСН 25-11-008-03	Сборка и установка кранового узла с двусторонней продувкой на трубопроводе: Ду 1400 мм
9	Очистка и гидравлические испытания трубопровода	ГЭСН 25-12-006-12	Очистка воздухом с пропуском двух очистных поршней полости трубопровода: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-12-012-12	Гидравлическое испытание трубопроводов номинальным диаметром: Ду 1400
		ГЭСН 25-12-013-03	Выдержка трубопроводов под давлением при гидравлическом испытании на прочность и герметичность номинальным диаметром: Ду 500-1400
		ГЭСН 25-12-008-10	Запасовка и изъятие калибровочных поршней для трубопроводов: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-12-009-10	Калибровка магистральных трубопроводов: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-12-016-10	Запасовка и изъятие очистного поршня при вытеснении воды для трубопроводов: Ду 1400 мм
		ГЭСН 25-12-005-12	Монтаж и демонтаж временного узла присоединения дополнительно-опрессовочных агрегатов при промывке и испытании водой магистральных трубопроводов условным диаметром: Ду 1400 мм
10	Земляные работы - засыпка траншеи	ГЭСН 01-01-057-02	Рытье и засыпка траншей глубиной 2,3 м роторными экскаваторами для трубопроводов диаметром 1200-1400 мм, группа грунтов: 2
11	Установка электрохимической защиты	ГЭСН 25-13-004-01	Установка и монтаж одиночных протекторов марки: ПМ-20У

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Далее рассчитаем затраты на: строительно-монтажные работы, покупку труб, нанесение внутреннего покрытия. Результаты всех капитальных затрат представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчёт затрат на строительно-монтажные работы

№	Этапы строительства МГ	Государственные элементные сметные нормы на строительные работы	Ед. измерения	Стоимость, руб.	Всего, руб.
1	Подготовительные работы	ГЭСН 25-02-041-01	км	1 555 163	155 516 300
2	Земляные работы - разработка траншей	ГЭСН 01-01-057-02	км	28 147	2 814 700
3	3.1. 3.2. 3.3. Доставка труб, разгрузочные работы	ГЭСН 25-06-003-06	км труб	19 744	1 974 400
		ГЭСН 25-06-011-24	км труб	19 823	5 946 900
		ГЭСН 25-06-005-10	км труб	9 892	989 200
4	4.1. 4.2. Сборочно - сварочные работы	ГЭСН 25-02-040-27	1 стык	14	116 676
		ГЭСН 25-02-014-07	км	171 751	17 175 100
5	5.1. 5.2. Контроль качества сварных соединений	ГЭСН 25-05-027-14	1 стык	683	5 692 122
		ГЭСН 25-05-016-06	1 стык	591	4 925 394
6	Противокоррозионная изоляция труб	ГЭСН 25-07-015-20	км	59 486	5 948 600
7	Укладка труб в траншею	ГЭСН 25-08-021-08	км	27 035	2 703 500
8	Сборка и установка узлов задвижек	ГЭСН 25-11-008-03	1 узел	221 291	2 212 910
9	9.1. 9.2. 9.3. 9.4. 9.5. 9.6. 9.7. Очистка и гидравлические испытания трубопровода	ГЭСН 25-12-006-12	км	3 913	391 300
		ГЭСН 25-12-012-12	км	7 613	761 300
		ГЭСН 25-12-013-03	1 участок	20 320	203 200
		ГЭСН 25-12-008-10	1 узел	12 858	257 160
		ГЭСН 25-12-009-10	км	5 384	538 400
		ГЭСН 25-12-016-10	1 узел	10 610	212 200
		ГЭСН 25-12-005-12	1 узел	208 033	4 160 660
10	Земляные работы - засыпка траншей	ГЭСН 01-01-057-02	км	28 147	2 814 700
11	Установка электрохимической защиты	ГЭСН 25-13-004-01	шт	48	2 400
Итого, руб					215 357 122
Затраты на трубы, руб			1 т	90 600	5 169 817 200
Затраты на нанесение внутреннего покрытия, руб			руб./пог. м	7 250	725 000 000
Итого капитальные вложения, руб					6 110 174 322

В таблицах 22, 23, 24 представлены исходные данные для расчета: потребления топливного газа, потребления дизельного топлива при обслуживании линейной части МГ, заработной платы обслуживающего персонала для Ханты-Мансийского автономного округа. Данные таблиц 22, 23, 24 использовались для расчёта эксплуатационных затрат на обслуживании МГ.

Таблица 22 – Исходные данные к расчёту на потребление топливного газа

Параметр	Единица измерения	Значение
Удельный расход топливного газа	м ³ /(кВт×ч)	0,357
Тариф на топливный газ	руб./м ³	21
Потребление топливного газа на перекачку на 100 км	млн. м ³ /год	83,593

Таблица 23 – Исходные данные к расчёту потребления дизельного топлива на обслуживание линейной части МГ, объезды

Параметр	Единица измерения	Значение
Норма потребления топлива	кг усл. топл./тыс. т км	0,1
Перевод объёма транспортировки газа по МГ из млрд. м ³ /год в тыс. тон/год	тыс. т/год	20 134
Потребление топлива на обслуживание 100 км МГ	кг усл. топл.	201 342
Стоимость дизельного топлива (средняя по России)	руб./т	56 600
Коэффициент перевода для условного топлива (дизельное топливо)	–	1,45

Таблица 24 – Исходные данные к расчёту заработной платы персонала обслуживающего объекты линейной части МГ

Параметр	Единица измерения	Значение
МРОТ на 2023 год (ХМАО)	руб./мес.	16 242
Количество персонала	человек	40
Количество месяцев в году	месяцев	12
Итоговая заработанная плата на человека	руб./мес.	81 210

Рассчитаем налог на имущество проекта, результаты расчёта представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчёт налога на имущество

№	Показатель	Дата										
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Балансовая стоимость, млн. руб.	0	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110	6 110
2	Амортизация с нарастающим итогом (4 %), млн. руб.	0	244	489	733	978	1 222	1 466	1 711	1 955	2 200	2 444
3	Остаточная стоимость, млн. руб.	0	5 866	5 621	5 377	5 133	4 888	4 644	4 399	4 155	3 911	3 666
4	Налог на имущество (2,2 %), млн. руб.	0	129	124	118	113	108	102	97	91	86	81

Эксплуатационные затраты (расходы) – это сумма издержек, понесенных на обеспечение работоспособного состояния основных средств, их текущее обслуживание и создание благоприятных условий для выпуска товаров и услуг.

Рассчитаем эксплуатационные затраты проекта. При эксплуатации линейной части МГ основными эксплуатационными расходами являются:

- материальные затраты – сюда входят: затраты на топливный газ (топливный газ используется в газотурбинных установках (ГТУ) в качестве топлива, ГТУ является

приводом нагнетателя газа на компрессорной станции); затрат на дизельное топливо (дизельное топливо используется при объезде линейной эксплуатационной службы МГ); прочие материальные затраты (сюда входят все дополнительные затраты на эксплуатацию, обслуживание оборудования, например расходы на смазку, покраску задвижек)

- фонд оплаты труда – заработанная плата сотрудникам;
- отчисления от фонда оплаты труда – страховые взносы в размере 30,2%;
- амортизационные отчисления;
- прочие работы и затраты.

Составим сводную таблицу всех эксплуатационных затрат проекта, результаты расчёта представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Расчёт эксплуатационных затрат

№	Показатель	Дата										
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Объём транспортировок и газа, млрд. м ³ /год	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Эксплуатационные расходы, млн. руб												
2	2.1	Материальные затраты	0	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685	1 919,685
	в том числе:											
	2.1.1	топливный газ	0	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453	1 755,453
	2.1.2	топливо	0	7,859	7,859	7,859	7,859	7,859	7,859	7,859	7,859	7,859
	2.1.3	прочие материальные затраты	0	156,372	156,372	156,372	156,372	156,372	156,372	156,372	156,372	156,372
	в том числе:											
	2.1.3.1	материалы РЭН (6,78 %)	0	122,994	122,994	122,994	122,994	122,994	122,994	122,994	122,994	122,994
	2.1.3.2	другие прочие материалы (1,84 %)	0	33,379	33,379	33,379	33,379	33,379	33,379	33,379	33,379	33,379
	2.2	Фонд оплаты труда	0	38,981	38,981	38,981	38,981	38,981	38,981	38,981	38,981	38,981
	2.3	Отчисления от фонда оплаты труда (30,2 %)	0	11,772	11,772	11,772	11,772	11,772	11,772	11,772	11,772	11,772
	2.4	Амортизационные отчисления	0	244,407	244,407	244,407	244,407	244,407	244,407	244,407	244,407	244,407
	2.5	Прочие работы и затраты (60,47 %)	0	1 230,185	1 224,808	1 219,431	1 214,054	1 208,677	1 203,300	1 197,923	1 192,546	1 187,169
	из них:											
	2.5.1	налог на имущество организации	0	129,047	123,670	118,293	112,916	107,539	102,162	96,785	91,408	86,031
	2.5.2	затраты на капитальный ремонт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Итого	0	3 445,029	3 439,652	3 434,275	3 428,898	3 423,521	3 418,144	3 412,767	3 407,391	3 402,014	
2.7	Итого (без амортизационных отчислений пункт 2.4 и пунктов 2.1.3.1., 2.1.3.2. и 2.5.)	0	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	1 814,065	

7.3 Определение экономической эффективности разрабатываемого технологического решения

В таблице 27 представлены результаты основных финансовых показателей проекта.

Таблица 27 – Основные финансовые показатели проекта

№	Показатели	Ед. изм.	Год										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Среднегодовая транспортировка газа	млрд. м ³	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
2	Накопленная транспортировка газа	млрд. м ³	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300
3	Эксплуатационные затраты, в том числе:	млн. руб.	0	3445	3440	3434	3429	3424	3418	3413	3407	3402	3397
3.1	Амортизационные отчисления	млн. руб.	0	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
4	Капитальные вложения	млн. руб.	6110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Тариф на транспортировку газа	руб./тыс. м ³	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649

В таблице 28 представлен расчёт: доходов от операционной деятельности – доходы от транспортировки газа, чистой прибыли.

Чистая прибыль – часть балансовой прибыли предприятия, остающаяся в его распоряжении после уплаты налогов, сборов, отчислений и других обязательных платежей в бюджет. Чистая прибыль используется для увеличения оборотных средств предприятия, формирования фондов и резервов, и реинвестиций в производство.

Таблица 28 – Расчёт доходов от операционной деятельности, чистой прибыли

№	Показатели	Ед. изм.	Год										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Выручка	млн. руб.	0	19470	19470	19470	19470	19470	19470	19470	19470	19470	19470
2	Текущие затраты	млн. руб.	0	3445	3440	3434	3429	3424	3418	3413	3407	3402	3397
3	Валовая прибыль	млн. руб.	0	16025	16030	16036	16041	16046	16052	16057	16063	16068	16073
4	Налог на имущество	млн. руб.	0	129	124	118	113	108	102	97	91	86	81
5	Налог на прибыль (20 %)	млн. руб.	0	3205	3206	3207	3208	3209	3210	3211	3213	3214	3215
6	Итого налоги	млн. руб.	0	3334	3330	3325	3321	3317	3313	3308	3304	3300	3295
7	Чистая прибыль	млн. руб.	0	12820	12824	12829	12833	12837	12841	12846	12850	12854	12859

В таблице 29 произведён итоговый расчёт экономической эффективности проекта строительства магистрального газопровода $D_y=1400$ мм, $L = 100$ км с применением технологии труб с ГВП.

Таблица 29 – Расчёт экономической эффективности проекта

№	Показатели	Ед. изм.	Σ	Год проекта										
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				Календарный год										
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033				
1	Денежный поток	млн. руб.		-6110	13064	13069	13073	13077	13082	13086	13090	13094	13099	13103
2	Накопленный денежный поток	млн. руб.		-6110	6954	20023	33096	46173	59255	72341	85431	98525	111624	124727
3	Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15 %)	млн. руб.	59530	-6110	5250	15132	23728	31205	37709	43366	48287	52568	56291	59530
4	Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	214											
5	Срок окупаемости (простой)	годы	1,5											
6	Срок окупаемости (дисконтир.)	годы	1,6											
7	Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	9,7											
Ставки дисконтирования		i	0,15											

Таблица 30 – Проверочный расчёт экономической эффективности проекта

№	Показатели	Ед. изм.	Год проекта										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Календарный год										
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033			
1	Ставка дисконтирования	–	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7	3,1	3,5	4,0
2	Коэффициент дисконтирования	–	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
3	Дисконтированные денежные потоки	млн. руб.	-6110	11360	9882	8596	7477	6504	5657	4921	4281	3723	3239
4	Накопленный ЧДД	млн. руб.	-6110	5 250	15132	23728	31205	37709	43366	48287	52568	56291	59530

Заключение к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

На основании рассчитанных показателей можно сделать следующие выводы:

- чистый дисконтированный доход или NPV равняется 59 530 млн. рублей на конец рассматриваемого периода, ЧДД представляет собой разность между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени, таким образом, денежный приток превышает отток;
- срок окупаемости проекта – 1,5 года;
- индекс доходности инвестиций – 9,7, данный показатель показывает во сколько раз доход превысит инвестиции, это означает, что при реализации строительства МГ из труб с ГВП, инвестиции вернутся в десятикратном объёме.

Всё рассчитанные показатели указывают на то, что проект является высокоприбыльным, с относительно коротким сроком окупаемости. Следовательно,

можно утверждать, что проект строительства МГ из труб с ГВП экономически эффективен.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		86

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
2БМ11		Казаку Владиславу Денисовичу	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП/ОПОП	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / Надёжность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения; – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации. 	<p>Объект исследования – трубы с гладким внутренним покрытием для реконструкции, строительства магистрального газопровода. Область применения – нефтегазовая промышленность, магистральные газопроводы. Рабочая зона – полевые условия. Климатическая зона – особая климатическая зона РФ. Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 1 экскаватор; – 1 бульдозер; – 1 трубоукладчик; – 1 сварочный аппарат; – 1 аппарат для нанесения изоляции. <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</p> <ul style="list-style-type: none"> – рытьё траншеи; – сварка трубных секций; – нанесение внешнего изоляционного покрытия; – укладка труб в траншею; – засыпка траншеи.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Основные нормативные документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014); 3. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ»; 4. РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и 	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015: Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Превышение уровня шума;

<p>опасных производственных факторов;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора. 	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; – Неудовлетворительные метрологические условия на рабочем месте; – Укусы животных и насекомых; – Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Электрическая дуга и металлические искры при сварке; – Электрический ток; – Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; – Взрывопожароопасность. <p>Используемые средства индивидуальной и коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальная одежда из антистатических материалов; – специальная обувь, исключающая искрообразование; – каска с подбородочным ремнём; – перчатки х/б, рукавицы; – очки защитные; – наушники противозвучные; – устройства контроля и сигнализации. <p>Расчёт производственного фактора: В работе произведён расчёт выбросов природного газа при проведении работ по реконструкции магистрального газопровода.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения.</p>	<p>Воздействие на селитебную зону – объект исследования удалён от селитебной зоны.</p> <p>Воздействие на литосферу – повреждение почвенно-растительного покрова, загрязнение почвы отходами производства и мусором.</p> <p>Воздействие на гидросферу – загрязнение водных объектов отходами производства и мусором.</p> <p>Воздействие на атмосферу – выброс природного газа.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения.</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выброс природного газа в атмосферу; – взрыв природного газа; – наводнения; – лесные пожары; – оползни. <p>Наиболее типичная ЧС: выбросы природного газа.</p>
<p>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</p>	<p>15.03.2023</p>

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ООД, ШБИП)	Сечин Андрей Александрович	канд. техн. наук		15.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		15.03.2023

8 Социальная ответственность

В данном разделе работы анализируется влияние на человека и окружающую среду применяемого оборудования, энергии, продукции и сырья, а также техника безопасности при работе с определенным оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

Введение

В ВКР магистра рассматриваются современные технические решения и предложения для обеспечения эффективной транспортировки газа, а именно рассмотрен эффект от внедрения труб с гладким внутренним покрытием (ГВП) для магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Югорск». Посредством сравнения технико-экономических показателей магистрального газопровода с ГВП и без ГВП делается заключение об эффективности применения данной технологии.

Характеристика объекта исследования:

- область применения – нефтегазовая промышленность;
- объектом исследования является магистральный газопровод, построенный с применением труб с гладким внутренним покрытием;
- потенциальный пользователь разрабатываемого решения ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
- место выполнения работ – Ханты-Мансийский автономный округ;
- рабочая зона – полевые условия.

Описание рабочего места и оценка социальной направленности работы:

Для реализации данной технологии необходима реконструкция магистрального газопровода ООО «Газпром трансгаз Югорск». Для осуществления реконструкции необходима тяжёлая техника и специальное оборудование (эскалатор, бульдозер, трубоукладчик, сварочный аппарат, аппарат для нанесения изоляции). Работы будут проходить в полевых условиях с объектом повышенной опасности в неблагоприятной климатической зоне. Чтобы максимально минимизировать возможное негативное воздействие на работника, окружающую среду и обеспечить безопасное внедрение, предлагаемой технологии, необходима разработка и описание данного раздела ВКР.

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никulichиков А.В.						89	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К производству работ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию, соответствующую утвержденным инструкциям по охране труда по профессиям, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих средств индивидуальной защиты (СИЗ), оказанию доврачебной помощи, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе [21, 22].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать следующие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов, спецодежды, обеззараживающих средств.

Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия.

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7). Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [21].

Персонал допускается к работе только в спецодежде и в средствах индивидуальной защиты, после инструктажа. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны газа и вредных веществ.

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

Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок», и других нормативных документов. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, доступа к противопожарному оборудованию.

8.2 Производственная безопасность

Возможные опасные и вредные природные факторы, возникающие при строительстве, реконструкции магистрального газопровода и защитных инженерных конструкций, представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы при проведении работ по реконструкции, строительству магистрального газопровода

Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [23]; ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [24]
2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	+		ГОСТ 12.3.003-86 [25]
3. Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [26]; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [27]
4. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [28]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [29]
5. Превышение уровня шума	+	+		ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [30]; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [31]; СП 51.13330.2011 [32]
6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+		Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [33]; Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013 [34]
7. Отклонение показателей климата	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [35]
8. Укусы животных и насекомых	+	+	+	

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [36].

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

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности. Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

8.2.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием, кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозерами, шлиф-машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках.

Шум может оказывать следующие воздействия на человека:

- затрудняет разборчивость речи;
- вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека;
- повышает утомляемость и раздражительность.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [31].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- применение наушников;
- беруши.

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.).

Определение класса условий труда при воздействии производственного шума, оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом [37].

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

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Работы по ремонту и реконструкции магистрального газопровода связаны в основном с опасностью повышенной загазованности рабочего пространства природным газом, а также воздействием сварочного аэрозоля в процессе сварки.

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию сварочного аэрозоля [25]. Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов.

Природный газ для человека ядовит, вдыхание большого количества газа очень вредно для здоровья. Работы по реконструкции, прокладке магистрального газопровода относятся к газоопасным работам. К газоопасным относятся работы, которые выполняются в местах с загазованной атмосферой или при выполнении работ, где возможно выделение газа и образование газовой среды, способной вызвать отравление или привести к взрыву. Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м³ в пересчете на углерод ГОСТ 12.1.005 [38]. При превышении данного ПДК работы по ремонту, реконструкции МГ нужно прекратить или использовать шланговый противогаз с непрерывной подачей кислорода.

Количество газа, выбрасываемого в атмосферу при выводе газопровода в ремонт или для проведения реконструкции, определяется согласно СТО Газпром11-2005 [39] «Расчёт объёмов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопроводов».

Расчёт произведён для участка магистрального газопровода диаметром 1400 мм и протяжённостью 100 м.

По формуле (8.1) определим объём газа выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода:

$$V_{\text{оп}} = 0,995 \cdot V^{\text{геом}} \cdot \left(\frac{P_{\text{ср1}}}{Z_1} - \frac{P_{\text{ср2}}}{Z_2} \right); \quad (8.1)$$

где $V^{\text{геом}}$ – геометрический объём опорожняемого участка трубопровода, м³; $P_{\text{ср1}}$, $P_{\text{ср2}}$ – соответственно среднее абсолютное давление газа перед началом работы и после опорожнения участка, кг/см²; $Z_{1,2}$ – соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом работы и после опорожнения участка; 0,995 – эмпирический коэффициент, см²/кг.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Коэффициент сжимаемости газа Z определяется по формуле (8.2):

$$Z = 1 - 0,0907 \cdot P_{cp} \cdot \left(\frac{T_{cp}}{200}\right)^{-3,668}; \quad (8.2)$$

где P_{cp} , T_{cp} – соответственно средние давление и температура газа, МПа и К.

$$Z_1 = 1 - 0,0907 \cdot P_{cp} \cdot \left(\frac{T_{cp}}{200}\right)^{-3,668} = 1 - 0,0907 \cdot 6,5 \cdot \left(\frac{283,5}{200}\right)^{-3,668} = 1;$$

$$Z_2 = 1 - 0,0907 \cdot P_{cp} \cdot \left(\frac{T_{cp}}{200}\right)^{-3,668} = 1 - 0,0907 \cdot 0,005 \cdot \left(\frac{283,5}{200}\right)^{-3,668} = 1;$$

Среднее давление вычисляют по формуле (8.3):

$$P_{cp} = \frac{(P_1 + P_2)}{2}; \quad (8.3)$$

где P_1 , P_2 – соответственно абсолютное давление газа в начале и конце трубопровода, МПа.

$$P_{cp1} = \frac{(P_1 + P_2)}{2} = \frac{(7,5 + 5,5)}{2} = 6,5 \text{ МПа};$$

Давление после опорожнения участка трубопровода принимаем как:

$$P_{cp2} = 0,005 \text{ МПа};$$

Среднюю температуру вычисляют по формуле (8.4):

$$T_{cp} = \frac{(T_1 + T_2)}{2}; \quad (8.4)$$

где T_1 , T_2 – соответственно температура газа в начале и конце трубопровода, К.

$$T_{cp1,2} = \frac{(T_1 + T_2)}{2} = \frac{(288 + 279)}{2} = 283,5 \text{ К};$$

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

Таким образом, объём газа выделившегося в атмосферу равен:

$$V_{\text{оп}} = 0,995 \cdot V^{\text{геом}} \cdot \left(\frac{P_{\text{ср1}}}{Z_1} - \frac{P_{\text{ср2}}}{Z_2} \right) = 0,995 \cdot 3,14 \cdot 0,7^2 \cdot 100 \cdot \left(\frac{65}{1} - \frac{0,05}{1} \right) = 9\,943 \text{ м}^3.$$

Выводы по расчёту и рекомендации по сокращению негативного воздействия производственного фактора:

Объём газа выделившегося в атмосферу при опорожнении участка МГ:

$$V_{\text{оп}} = 9\,943 \text{ м}^3.$$

Для сокращения объёма стравливаемого природного газа рекомендуется использовать мобильную компрессорную станцию при проведении ремонтных работ или работ по реконструкции МГ. Мобильная компрессорная станция – это современный комплекс основного и вспомогательного оборудования. Основное оборудование – две мобильные компрессорные установки, в каждой из которых используется компрессор высокого давления.

Сохранение природного газа с использованием мобильных компрессорных станций – это эффективное решение, которое соответствует высоким экологическим стандартам и решает задачу по минимизации объемов стравливаемого газа с максимальным экономическим и экологическим эффектом.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Ханты-Мансийского автономного округ относится к особой климатической зоне РФ.

Климат округа резко континентальный: суровая продолжительная зима с сильными ветрами и метелями, весенними возвратами холодов, поздними весенними и ранними осенними заморозками. При этом, вследствие обилия солнечного света и тепла, преобладает теплое, хотя и довольно короткое, лето.

Средняя продолжительность безморозного периода от 65 дней (в северных районах округа) до 115 дней (в южных районах округа). Лето довольно жаркое, но короткое, со средней температурой июля + (16-19)°С. Абсолютный максимум температуры воздуха на территории округа составляет + (34-37)°С. Зима суровая, температуры варьируют от – (24-27)°С. Бывают морозы до – 44°С.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		95

Требования к одежде работника для минимизации воздействия неудовлетворительных метеорологических условий:

- летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противо-энцефалитный, сапоги кирзовые;
- зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни, перчатки, рукавицы [35].

Укусы животных и насекомых

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем, существует опасность укусов кровососущими насекомыми и клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Укус клеща может вызвать воспаление головного мозга и нарушение функций ЦНС, вследствие воздействия патогенных микроорганизмов. Укусы кровососущих насекомых могут вызвать зуд и покраснения кожи в месте укуса, а также вызвать реакцию сенсibilизации и общую интоксикацию организма вследствие химического воздействия на организм в виде токсичного вещества.

Для защиты от укусов кровососущих насекомых и клещей используется:

- средство для обработки одежды (защитный аэрозоль);
- средство для нанесения на кожу (спрей);
- костюм для защиты от вредных биологических факторов [35].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов, труб должна быть освещенность места работ не менее 5лк при работе вручную и не менее 10лк при работе с помощью машин и механизмов [40].

8.2.2 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы заземления машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств [23, 24].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Для подвода тока к электро-держателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20 м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен [25].

Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль;
- согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее $0,5-10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно «Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности».

Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности [29].

Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов.

При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры;
- пониженное содержание кислорода в воздухе;
- взрывы;
- токсичные продукты сгорания, дым.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Работник допускается к выполнению огнеопасных работ только после оформления наряда-допуска.

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла [41].

8.3 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

8.3.1 Защита атмосферы

Воздействие на атмосферный воздух в период проведения работ можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным [42].

Источниками загрязнения при строительстве являются:

- работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- сварочные работы;
- опорожнение трубопровода перед врезкой путем стравливания газа в свечу;
- выемочно-погрузочные работы;
- земляные работы и работа с сыпучими материалами (выделяется пыль).

К мероприятиям по снижению воздействия на атмосферу относятся:

- применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ;
- использовать только исправную технику, прошедшую контроль токсичности отработанных газов;
- осмотр и регулировка топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- проведение работ с возможным минимальным использованием технических средств [36].

В период нормального режима эксплуатации магистральные газопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8.3.2 Защита гидросферы

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;
- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

Для снижения воздействия на гидросферу и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

- использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- строгое соблюдение правил работы в водоохранной зоне;
- озеленение водоохраных зон;
- ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы строительной бригады [43].

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта газа герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды.

8.3.3 Защита литосферы

Для выполнения работ по сооружению газопровода требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ. В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и потребления [36].

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;
- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива, ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой (после завершения работ площадка демонтируется);
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- рекультивация нарушенных земель.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными, не рекомендуется вырубать низкие кустарники вдоль полосы отвода. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов [44].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайными ситуациями, которые могут возникнуть при строительстве трубопровода и защитных конструкций, являются: пожар, взрыв на рабочем месте и ЧС природного характера в виде возникновения оползня.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара:

- работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- персонал должен пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне, загазованности;
- работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;
- электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения;
- установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта.

При возникновении пожара на магистральных газопроводах оперативный персонал должен аварийно остановить компрессорную станцию и отключить аварийный участок. При этом необходимо, чтобы выгорел скопившийся под высоким давлением газ. Наиболее эффективно тушение таких пожаров с помощью порошковых огнегасительных составов на основе бикарбонатов калия и натрия, а также, введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (диоксид углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа.

Для освещения рабочего места на загазованных участках разрешается применять только аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении.

Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах [27].

Заключение по разделу «Социальная ответственность»

Таким образом, при реализации разрабатываемого предложения связанного с прокладкой магистрального газопровода необходимо соблюдать следующие основные требования:

- приступать к работе только после прохождения инструктажа и оформления наряда-допуска на газоопасные работы;

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- в процессе выполнения работ соблюдать обязательную проверку через каждые 30 минут уровня загазованности рабочего места, при превышении данного показателя ПДК прекратить работы или использовать шланговый противогаз с непрерывной подачей кислорода;
- использовать СИЗ и одежду по сезону;
- работы проводить с соблюдением экологических норм, согласно ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- после выполнения работ обеспечить вывоз мусора, рекультивацию земель.

Стоит отметить, что данный раздел является важной частью ВКР для будущего инженера нефтегазовой отрасли. В процессе своей дальнейшей трудовой деятельности, специалисты нефтегазовой отрасли должны знать свои права, а также понимать ответственность работы на объектах повышенной опасности и не допускать возникновения ЧС экологического характера, связанных с выбросами в атмосферу природного газа, а также возникновением газовых утечек, которые могут привести к взрыву.

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Заключение

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы магистра было проанализировано современное состояние газотранспортных систем ПАО «Газпром», а также рассмотрены методы повышения эффективности транспортировки газа для объектов исследования, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Югорск».

В работе были рассмотрены технологические решения, направленные на повышение эффективности транспортировки газа, для магистральных газопроводов и компрессорных станций.

Выявлен возможный технологический эффект: от внедрения труб с гладким внутренним покрытием; от подбора оптимального количества и типоразмера современных энергоэффективных ГПА.

Разработанные технологические решения для объектов исследования позволяют сократить потребление топливного газа на КС, что соответствует политике ПАО «Газпром» от 2018 года «О повышении эффективности газотранспортных операций». Топливный газ является основной статьёй затрат при транспортировке газа по магистральному газопроводу, поэтому экономия топливного газа повышает удельную энергоэффективность объектов газотранспортной сети.

В результате проведённых расчётов, удалось оценить эффект от предлагаемых технологических решений, а именно при полной замене трубопровода на линейной части объекта исследования ($D_y = 1400$ мм, $L = 100$ км) удаётся достичь максимального технологического эффекта в сокращении удельного потребления топливного газа до 25,8 млн. м³/год. Учитывая стоимость топливного газа, данная экономия составит 541,8 млн. руб./год, что позволяет достичь существенного экономического эффекта, рассмотренного в работе. Было установлено, что применение труб с ГВП позволяет сократить потери давления по длине участка газопровода и коэффициент гидравлического сопротивления на 17,7%, а как следствие степень расширения газа в газопроводе.

Также был проведён расчёт эффективности различных ГПА для площадочной части объекта исследования. В результате было установлено, что реконструкция компрессорной станции «Уренгойская» с установкой агрегатов нового поколения с эффективным КПД ГТУ 35÷36% позволяет сократить потребление топливного газа на

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разработчик	Казак В.Д.				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.						104	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					ТПУ ОНД ИШПР Группа 2БМ11		

41,1 % за год при установке четырех агрегатов ГПА-16 (3x1+1) и сэкономить 1 568,28 млн. руб./год, на 38,2 % за год при установке трех агрегатов ГПА-25 (2x1+1) и сэкономить 1 454,88 млн. руб./год. Потребляемая мощность компрессорного цеха снижается на 9 % при установке ГПА-16, на 8 % при установке ГПА- 25.

Таким образом, исходя из полученных в процессе исследования результатов, предлагаемые технологические решения можно рекомендовать для внедрения на объектах исследования, принадлежащих ООО «Газпром трансгаз Югорск».

					Заключение	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Список использованной литературы

1. Современные газотранспортные системы и технологии / З.Т. Галиуллин, С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 346 с.
2. О гидравлической эффективности магистральных газопроводов большого диаметра / С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский, В.М. Простокишин / Научно технический сборник «ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ», 2018. – стр. 28-35.
3. Эксплуатация магистральных газонефтепроводов и хранилищ / А.Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 175 с.
4. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.
5. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-р. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года / Собрание законодательства РФ. – 2009. – №48. – ст.5836. – 103 с.
6. Энергоэффективность магистрального транспорта газа и потребности в газоперекачивающей технике / В.А. Щуровский, В.В. Зюзьков / Компрессорная техника и автоматика. – 2011. – №1. – с. 38-41.
7. Обоснование выбора энергопривода при реконструкции компрессорных станций магистральных газопроводов / А.И. Дяченко, А.С. Лопатин, Б.П. Поршаков / Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV междунар. науч.-техн. конф. – Новополюк: УО «ПГУ», 2003. – с. 92.
8. Статья «Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения» / Е.М. Кумаров, Ж.М. Кокуев / МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Российская Федерация – 2019 г.
9. Р Газпром 2-3.5-281-2008. Рекомендации по выбору основного технологического оборудования для транспорта газа. - М.:ВНИИГаз, 2009. – 73 с.
10. Втулки для соединения труб с внутренним покрытием / Научно – производственное предприятие «ПРОМТЕХЭМАЛЬ» / – [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://pte74.ru> – [Дата обращения: 15.05.2023].

					Разработка предложений по обеспечению эффективной транспортировки газа						
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Список использованной литературы						
Разработчик	Казак В.Д.								Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков А.В.									106	122
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.								ТПУ ОНД ИШП Группа 2БМ11		

11. Инструкция по строительству, эксплуатации и ремонту трубопроводов с внутренним покрытием / Разработано всероссийским научно-исследовательским институтом по строительству трубопроводов и объектов ТЭК АО «ВНИИСТ» – от 05.12.2001.
12. СТО Газпром 2-2.2-180-2007 «Технические требования на внутреннее гладкостное покрытие труб для строительства магистральных газопроводов».
13. СТО Газпром 2-2.2-115-2007 «Инструкция по сварке магистральных газопроводов».
14. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».
15. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».
16. Р Газпром 2-3.5-281-2008. Рекомендации по выбору основного технологического оборудования для транспорта газа. – М.:ВНИИГаз, 2009. – 73 с.
17. Внутренняя инспекция газопровода «Северный поток» / Отчёт компании Nord Stream «Общая информация о проекте северный поток» / – [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/biblioteka> – [Дата обращения: 15.05.2023].
18. Апостолов, А.А. Развитие элементов ресурсосберегающих технологий трубопроводного транспорта природных газов / А.А. Апостолов, А.С. Лопатин, Б.П. Поршаков. - М.: ИРЦ Газпром, 1997. –С. 24- 26.
19. Поршаков, Б.П. Газотурбинные установки на газопроводах / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, А.Н. Козаченко. - М.: Нефть и газ, 2004.- 215 с.
20. Государственные элементные сметные нормы ГЭСН-2020 / – [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://minstroyrf.gov.ru/trades/view.gesn-2020.php> – [Дата обращения: 05.06.2023].
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);
22. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ»;
23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
24. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам;
25. ГОСТ 12.3.003-86 Работы электросварочные;
26. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;

					Список использованной литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

27. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
28. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
30. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
32. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003;
33. ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования;
34. ГОСТ ИЕС 60079-29-2- 2013 Взрывоопасные среды;
35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы;
36. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов;
37. СТО Газпром 2-3.5-043-2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром»;
38. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
39. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
40. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение;
41. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ПАО «Газпром»;
42. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 N 96-ФЗ;
43. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция);
44. ФЗ от 24 июня 1998 «Об отходах производства и потребления» (с изменениями на 2 июля 2021 года).

					Список использованной литературы	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Приложение А
(справочное)

Раздел ВКР на иностранном языке
Development of proposals to provide efficient gas transportation

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Казак Владислав Денисович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никульчиков Андрей Викторович	канд. физ.-мат. наук		

Консультант-лингвист (ОИЯ, ШБИП):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОИЯ, ШБИП)	Айкина Татьяна Юрьевна	канд. филол. наук		

- reduction of specific costs through rationing, rational use and saving of energy resources in production activities;
- reduction of environmental impact.

The new technological solutions and technologies were considered to provide efficient gas transportation in this final qualification work.

Literature review

In this section we will consider the existing articles of foreign authors, who consider various issues related to improving the efficiency of gas transportation.

In the article “Optimization methods for pipeline transportation of natural gas with variable specific gravity and compressibility” [1], the authors demonstrated mathematical experiments to create a model of gas movement in pipelines. This model is needed to predict the behavior of the gas flow at any time. It allows you to change the parameters of the gas (specific gravity and compressibility of the gas). The initial data for calculations using this method are the gas flow in the pipeline, as well as the inlet pressure (these parameters are variable). The program goes through many stages of calculations to get the desired result. All stages of the solution, the necessary formulas are encoded in the chains of the neural network. After entering the initial data, the next step is to calculate the gravity and compressibility of the gas at each point of the pipeline.

Thus, any mathematical model is not ideal, this model is no exception. When calculating, this model imposes restrictions on the gas velocity in the pipeline, as well as on the physical properties of the gas.

The author of the article “Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG” [2] agrees with the fact that gas transportation is the most expensive part of the oil and gas industry. During the construction of main gas pipelines, most of the money is spent on pipe metal. The cost of gas or, in other words, the tariff for its transportation is the sum of all the costs of the enterprise that transports it. Thus, reducing the cost of gas transportation increases its competitiveness in the global economic market.

The cost of gas transported through pipelines is much cheaper than the cost of gas transported in tankers in liquefied form. This conclusion is based on a comparison of prices from open sources of world gas statistics.

Transportation of liquefied natural gas (LNG) is a technologically difficult and energy-intensive process. One LNG transportation operation will require two LNG liquefaction processes. When gas is liquefied, as is known, up to 2-3% of the original volume is lost.

					Development of proposals to provide efficient gas transportation	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		111

According to the author's data, the cost of transporting liquefied gas increases by \$0.5–2.5/mmbtu/1000 km. However, when transporting gas through pipes, the costs increase by \$0.05/mmbtu/1000 km. LNG delivery costs at an average cost will be ~ \$2.4/mmbtu liquefaction and 0.4/mmbtu regasification fee. It is necessary to spend \$1/mmbtu/1000 km to deliver gas through pipelines.

Thus, after analyzing the data on transportation costs, we can conclude that LNG is competitive only when transported over long distances.

In the next article “Choosing an Equation of State in Mathematical Models of Pipeline Transportation of Natural Gases” [3], the authors also considered the problem of mathematical modeling in the oil and gas industry. Modeling in the oil and gas industry allows you to predict the behavior of gas or other hydrocarbons at a certain point in the area under consideration. For example, you can predict the temperature or pressure of a gas in a given section or valve. Predicting these parameters through simulation helps to tune the operation of the pipeline.

In their research, the authors did not use a neural network, but used a system of differential equations for modern gas pipelines. As mentioned earlier, many modern mathematical models are based on a variety of physicochemical assumptions. Accordingly, in order to solve these equations, it is necessary to know not only the basic parameters of the gas. It will require data on the state of the gas in the pipeline (viscous friction with the inner wall of the pipeline, heat exchange with the environment). Data on the state of the gas are necessary to fulfill the condition of continuity solution.

The continuity of the solution is when studding object is divided into many small parts (tetrahedrons). The physicochemical parameters of the gas are determined in the center of each such part. The accuracy of the solution depends on how many parts the object of study will be divided into. The dependence is as follows: the more parts, the more accurate the solution – accordingly. Thus, the fulfillment of the solution continuity condition will be as accurate as possible.

In the study, it was proved that the Redlich-Kwong equation corresponds to the condition of the continuity solution.

In the article “Optimization on Pipeline and Equipment” [4] the author concludes that the purpose of energy-saving improvement is not only to save energy but also to bring economic benefits, any energy-saving will contribute also to CO₂ reduction. Generally, saving energy can reduce costs including saving Carbon Tax. Investment costs and energy-saving benefits are a pair of complementary contradictions; under specific conditions, to organically unify investment and benefits to produce maximum benefits is what we call optimization methods. The paper

					Development of proposals to provide efficient gas transportation	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		112

discussed the relationship between process rate and energy loss, including heat transfer process, flow process, mass transfer, and chemical reaction processes. Special attention was given to identifying the effectiveness of the driving force, the driving force efficiency estimate method was proposed. Following the optimization method, the author proposed the following process optimization approach and results: economical insulation thickness of hot fluid pipeline; economical pipe diameter and insulation thickness for fluid transportation, optimization of heat exchange equipment; economical thermal efficiency of the heating furnace.

The article “Key Energy-Saving Technologies” [5] focuses on key energy-saving technologies that play a very important role in energy conservation and carbon reduction. It includes the following topics: (1) Pump and compressor speed control technology and its energy saving principle; (2) Gas turbine energy saving principle and its selection; (3) Combined gas turbine cycle and its application in an LNG plant with simulation support; (4) FCCU flue gas turbine energy conservation, including energy conservation principle, load effects, evaluation approach and approaches to improve flue gas energy recovery efficiency; (5) FCCU flue gas regeneration CO combustion outside the regenerator, CO ignition rate equation, CO combustion and energy recovery; (6) Flue gas energy recovery system optimization, including CO pre-combustion, pressurized combustion, energy recovery system and flue gas power optimization; (7) Low temperature heat recovery and use, including direct use as process heating, compression heat pump retrofit, absorption heat pump, cooling and power generation, direct use and use system integration retrofit.

As you know natural gas can be transported either in a gaseous state by pipeline (system) or in liquefied form (as LNG) by truck or ship. Transportation by truck and ship is also possible for compressed natural gas (CNG).

As the authors of the article “Transportation” [6] state, the following variables in particular must be determined for pipeline design: the amount of gas to be transported, the number of compressor stations, the location of compressor stations, the capacity of compressor stations, the energy and fuel requirements of compressor stations, the length of pipeline sections between compressor stations, the diameter of pipeline sections, pipeline routing and the suction/discharge pressure at each compressor station. The objectives may be to minimize investment costs or maximize the net present value of the respective project, the latter assuming that revenues, i.e., leased capacity and achieved prices, for such leases are predicted (or known).

The authors also claim that the configuration of the network (including compressor and metering stations) is given during the operation optimization and the goal is the “optimal” operation of the pipeline network. The target function of such optimization is often cost

					Development of proposals to provide efficient gas transportation	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		113

minimization, taking flow and all (technical) parameters as constraints. In today's unbundled environment, this is performed by the carrier and is called "dynamic" (technical) optimization. In a traditional environment, it is an integral part of comprehensive portfolio optimization. It is not performed separately. Rather, all technical parameters, including but not limited to operating costs (used to describe optimal operating conditions), are taken as constraints to optimize the integrated system.

According to [7], one of the most promising and effective directions of gas transportation is to reduce the coefficient of hydraulic resistance in main gas pipelines. Pipes with internal smooth coating are used to reduce it. In this case, it is assumed that the gas pipeline operates in the quadratic drag zone of turbulent mode, when the coefficient of hydraulic resistance depends only on the relative roughness of the internal surface of the pipes.

Internal smooth coating can be used for the following purposes (directions):

- 1) to reduce only specific metal costs;
- 2) to reduce only specific energy consumption (increase the distance between compressor stations);
- 3) to reduce specific energy consumption and costs for construction and operation of compressor stations, as well as labor costs due to the reduction of their number.

The first direction is used while maintaining a constant distance between compressor stations. At the same time, the productivity (throughput) of the main gas pipeline will increase, and the unit costs of the metal will decrease. This approach will increase the throughput of the pipeline by 11%, provided that the relative roughness is reduced from 30 to 10 microns.

The second direction can be implemented if the distance between CSs and the capacity (flow capacity) of main gas pipelines remain constant. In this case, the compression degrees of CSs will automatically decrease, and, as a consequence, the hydraulic resistance and efficiency of low-pressure technology will decrease. As a result, the total reduction of specific energy costs may exceed 30%.

The third direction will be implemented while maintaining the throughput capacity of gas pipelines and the degree of compression of compressor stations. The effect is formed by increasing the distance between compressor stations by about 20%, which leads to a decrease in specific energy and labor costs for the construction and operation of compressor stations.

In the following sections, we will review the research carried out in this master's thesis.

1 Pipes with internal smooth coating

The internal coating of pipes is used to reduce the roughness of the inner surface and to generally increase the flow capacity of the pipeline. In this case, it is assumed that the gas pipeline operates in the quadratic turbulent regime zone, when the coefficient of hydraulic resistance depends only on the relative roughness of the inner surface of pipes.

Pipes are called hydraulically non-smooth if the thickness of the laminar layer δ is less than the height of the roughness protrusion Δ . In this case the roughness of walls influences the character of movement and the pressure loss depends on the roughness (Figure 1).

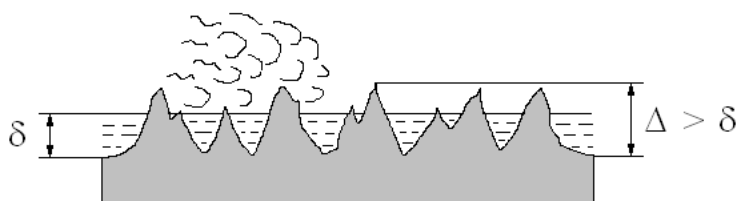


Figure 1 – Hydraulically roughened pipes

Pipes are called hydraulically smooth if the thickness of the laminar layer δ is bigger than the height of the roughness projection Δ . In this case, the roughness of the walls does not affect the character of movement and the pressure loss does not depend on the roughness (Figure 2).

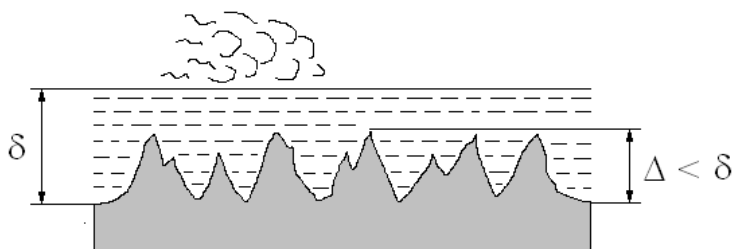


Figure 2 – Hydraulically smooth pipes

1.1 Technological effects of using pipes with internal smooth coating in gas transportation

According to “Gazprom VNIIGAZ” studies conducted in 2014, the use of pipes with internal smooth coating can significantly affect the technological parameters of gas transport due to the reduction of hydraulic resistance of main pipelines.

The effect of reducing hydraulic resistance can be used:

- to increase pipeline capacity (without rising the compressing degree of the compressor stations (CSs) and the distance between them);

- to reduce energy consumption for gas transportation (while maintaining constant pipeline capacity);
- to increase the distance between CSs and the combined effect on the technological parameters of gas transmission.

The method was used to illustrate the effect of internal pipe coating on the basic parameters of a main gas pipeline. The method considers the interdependence of two parameters while the others remain unchanged. The equivalent roughness (K) of the internal surface of pipes and other parameters are considered in relative values $A = K/K_0$, where the index “0” refers to the variant at $X = 30$ micrometers.

1.1.1 Improving the productivity of gas pipelines

The use of pipes with an internal coating gives an increase in productivity, it follows from Figure 3 (degree of compression of CS and distance between them is constant). The graph illustrates the dependence of the relative performance of the gas pipeline on the relative equivalent roughness of the pipes.

The application of an internal coating to the main gas pipeline allows increasing its throughput. Specialists from “VNIIGAZ” managed to establish the dependence. The dependence is such that if the pipe roughness is reduced from 30 microns to 10 microns, then the increase in the throughput of the pipeline will be 12%. This dependence is illustrated in Figure 3.

We can conclude that if the volume of gas pumped through the pipeline increases, then the cost of compressing it at the compressor station will increase. Thus, in order to compensate for the increasing costs of compression, more efficient gas pumping units must be used. An integrated approach is required to solve the problem of increasing the efficiency gas transportation.

An integrated approach includes the analysis of the material and technical features. The analysis is necessary for the further construction of the linear part of the pipeline and the modernization of compressor stations. If the capacity of the compressor station is increased, then it is proportional to the increase in the throughput of the gas pipeline. Accordingly, an integrated approach is achieved by selecting suitable gas compressor units in accordance with the throughput of the gas pipeline.

Growth of gas pipeline capacity on the basis of increasing the power of compressor stations can be realized:

- by reducing the distance between them (growing their number) and (to increase the capacity of the gas pipeline) rising the capacity of each CS without increasing their compression ratio;

- by increasing the compression ratio of CS without raising their number (while maintaining the same step of CS).

In this case, the energy costs of increasing the capacity of the gas pipeline due to internally coated pipes rise in direct proportion to the increase in capacity.

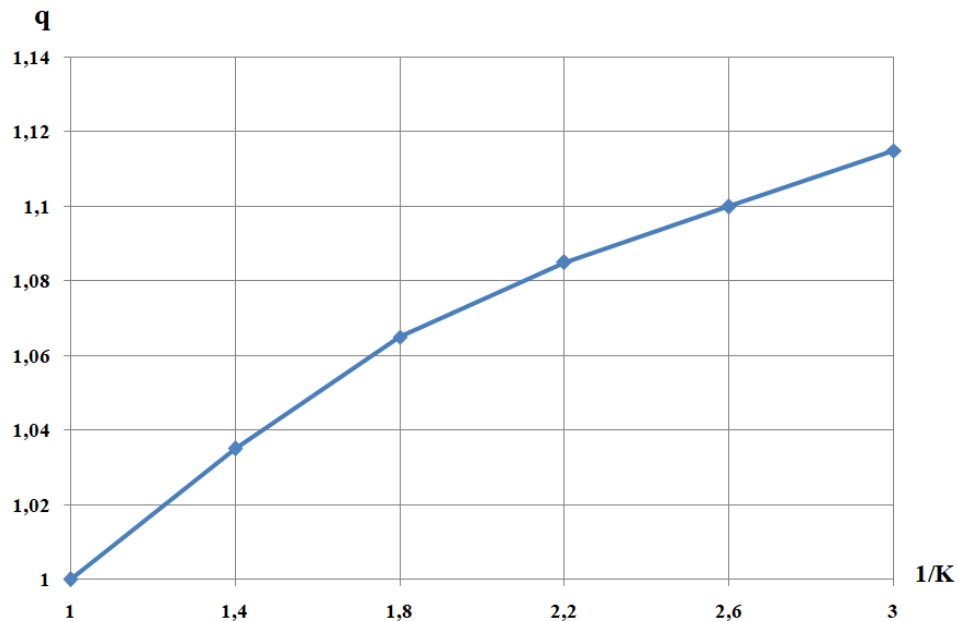


Figure 3 – Dependence of relative pipeline capacity on relative roughness of pipes

1.1.2 Reduction of energy costs for gas transportation

The use of pipes with an internal coating reduces the degree compression (required to provide a given capacity of the gas pipeline) of the compressor units. Thus, this leads to a reduction in energy costs for gas transportation.

Figure 4 illustrates the dependence of relative energy costs on the relative equivalent roughness of the pipes and the degree compression of the CS.

Reduction of relative equivalent roughness of pipes from 1.0 (basic variant) to 0.3 significantly reduces specific power consumption for gas compression. The effect of pipes with an internal coating increases with a rise in the compression degree at the compressor station. The practical conclusion follows from this fact that the maximum energy effect from the use of internally coated pipes will be achieved first of all at the sections of enlarged length. In this way, each following CS has to operate with a higher compression degree as can be seen from Figure 4.

The impact of reducing the energy intensity of gas transportation processes by increasing the energy efficiency of compressor units is considered in the next section.

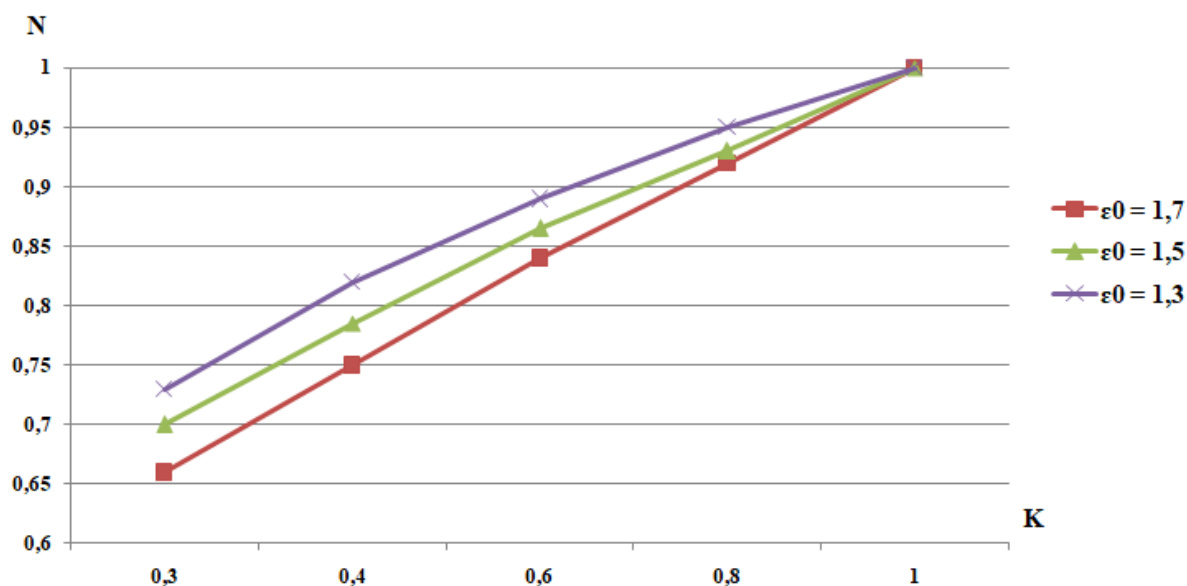


Figure 4 – Dependence of relative energy consumption for gas compression on relative equivalent pipe roughness for different degrees of compression (ϵ_0)

1.2.3 Increased distance between compressor stations

The dependence of the distance between compressor stations on the hydraulic resistance coefficient of the gas pipeline can be represented by the relation $L = K^{0.2}$ at constant gas pipeline capacity and compression degree (Figure 5).

The considered dependence illustrates the possibilities of controlling parameters (pipeline length – L, relative roughness – K) when using pipes with an internal coating.

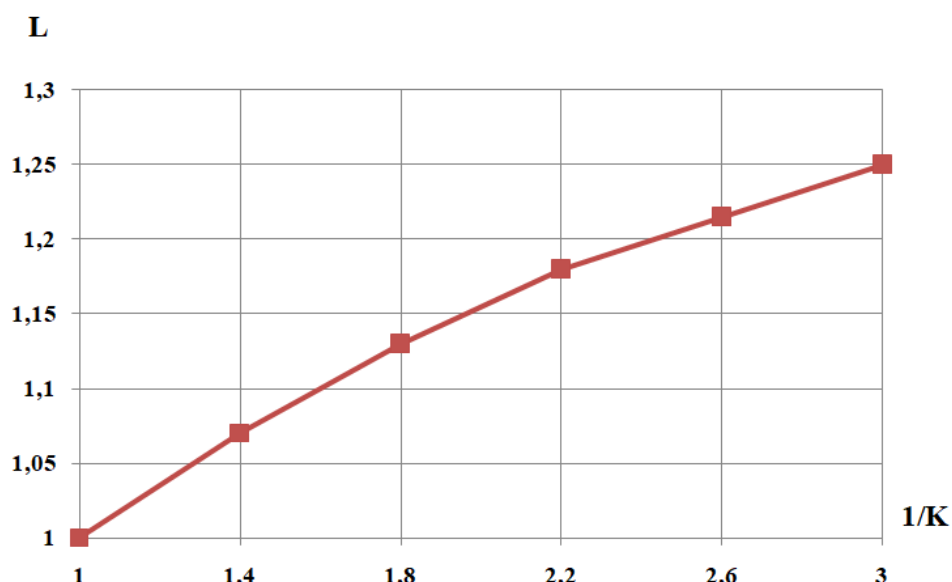


Figure 5 – Dependence of the relative length of the gas pipeline section between compressor stations on the relative equivalent roughness

As can be seen from Tables 1 and 2, the energy saving effect increases depending on the diameter and length of the gas pipeline section. The local effect (when replacing 1 km of the gas pipeline) is expressed in the reduction of power consumption at compressor stations (to 34÷82 kW) and fuel consumption (to 0.105÷0.258 million m³/year) depending on the internal diameter of the pipes in the area.

The greatest energy saving effect gives the complete replacement of pipes in the area between the adjacent compressor stations (100 km):

1. Reducing the power consumption of the station to 3.4 ÷ 8.2 MW;
2. Reducing fuel consumption – up to 10.5 ÷ 25.8 million m³/year respectively.

Table 1 – Decrease in the specific power of compression at the CS

D _v , mm	1000	1200	1400
Length of the reconstructed section of the pipeline, km	Specific compression power of CS, kW		
1	33.6	54.4	82.4
10	336	544	824
100	3360	5440	8240

Table 2 – Reduction of specific fuel consumption by CS

D _v , mm	1000	1200	1400
Length of the reconstructed section of the pipeline, km	Specific fuel consumption by compressor stations, million m³/year		
1	0.105	0.170	0.258
10	1.05	1.70	2.58
100	10.5	17.0	25.8

2 Efficient gas compressor units

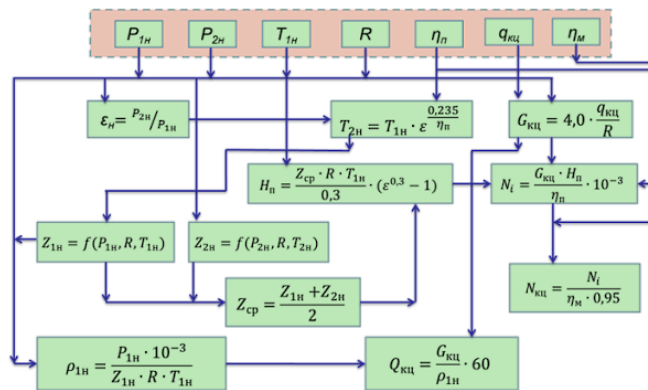
Compressor stations in which the actual technical condition does not provide compression of the planned volumes of transported gas are a problem area of main gas pipelines.

At present time, a considerable part of GCUs (gas compressor units) have operating efficiencies significantly below the normative value at compressor stations. It leads to significant overconsumption of fuel gas for pumping.

This is due to two factors. The first factor is associated with a decrease in the technical condition of the GPU (which ultimately leads to the need to replace them). The second factor is related to the underuse of the GPU (which requires solving the problem of optimizing the operation mode of compressor stations).

Periodic renewal of GCUs at compressor stations is a necessary and logical way to improve the performance of gas transport in general and reduce energy consumption for its implementation.

The methodology for calculating the choice of the optimal number and type of compressor equipment is set out in “The Regulations PJSC Gazprom 2-3.5-281-2008. Recommendations on the choice of the main technological equipment for gas transportation”. This regulation allows calculating the power consumption of a compressor unit at a compressor station. The calculations are performed in accordance with the block diagram shown in Figure 6.



P_{1H} (P_{2H}) – inlet pressure (outlet pressure) of CS, MPa; T_{1H} (T_{2H}) – inlet temperature (outlet temperature) of CS, K; $q_{кш}$ – capacity, million m³/day. ; Z_{1H} (Z_{2H}) – compressibility factor at the inlet (compressibility factor at the outlet) of CS; Z_{cp} – average compressibility factor; ϵ_H – degree of pressure rise; R – gas constant, kJ/kg×K; η_n – polytropic efficiency factor; η_m – mechanical efficiency factor; $G_{кш}$ – mass flow rate of CS, kg/s; N_i – internal power of compression of CS, kW; $Q_{кш}$ – volume flow rate of CS, m³/min; ρ_{1H} – gas density at the inlet, kg/m³; $N_{кш}$ – power, consumed by CS, MW; H_n – polytropic pressure, kJ/kg

Figure 6 – Block diagram of determining the parameters of compressor unit operation by calculation and evaluation method

The use of new gas compressor units GCU-16, GCU-25 allows reducing the power consumption of compressor stations and the consumption of fuel gas as we can see from Table 3. In the annual period this saving will be significant. It will depend on the price of fuel gas.

Table 3 – Final data on energy consumption of CS with GCU-10M installed and with replacement of existing units with GCU-16 and GCU-25

Type of gas compressor unit	1st quarter	2nd quarter	3rd quarter	4th quarter	Annual average
Consumed capacity of compressor stations, MW					
with installed GCU-10M	40.8	35.9	41.6	45.8	41.0
with installed GCU-16	37.5	32.4	37.5	42.0	37.5
with installed GCU-25	38.3	33.5	38.4	42.8	38.3
Fuel gas consumption, thousand m³/h					
one group of series-connected GCU-10M	6.94	6.45	7.11	7.55	7.01
one GCU-16	4.07	3.73	4.13	4.45	4.10
one GCU-25	6.46	5.95	6.55	7.02	6.50

Conclusion

Application of the approaches considered in the paper will improve gas transportation, energy efficiency of compressor stations. The use of efficient GCU will reduce the power consumption of compressor stations and reduce fuel gas costs.

Thus, application of pipes with internal smooth coating for reconstruction of main gas pipelines has the following features:

1. Specific energy saving effect in the annual volume equals 105-258 thousand m³ of fuel gas per 1 km of the linear section. This effect can be achieved when using pipes with internal smooth coating on the operated gas pipeline.
2. The location of pipes with internal smooth coating when reconstructing a linear single section between two CSs does not affect the value of the energy-saving effect.
3. The energy-saving effect of using pipes with internal smooth coating theoretically rises nonlinearly depending on the length of smooth pipes (in practical calculations it is allowed to accept dependence as linear).
4. Pipes with internal smooth coating lead to an insignificant increase in the temperature of the transported gas. Therefore, the temperature regime of the gas pipeline operation can be assumed unchanged.
5. Reconstruction of the operated main gas pipelines using internally coated pipes is an energy-efficient measure and allows reducing consumption of energy resources (fuel and electricity). The total potential of fuel gas saving during overhaul and reconstruction of the linear part is up to 5.2 billion m³/year.

The installation of new gas compressor units with an effective efficiency 35÷36% makes it possible to reduce fuel gas consumption. If four gas compressor units GCU-16 (3x1+1) are installed, then gas reduction will be at the level of 41.6% per year. If three gas compressor units

GCU-25 (2x1+1) are installed, then the gas reduction will be at the level of 38.2%. The power consumption of the compressor station is reduced by 8÷10% when installing GCU-16, by 6.5÷7.7% when installing GCU-25.

References

1. Borraz-Sanchez C., Haugland D. Optimization methods for pipeline transportation of natural gas with variable specific gravity and compressibility. An Official Journal of the Spanish Society of Statistics and Operations Research, 2013, pp. 524–541. Access link: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11750-011-0210-z> – [Access date: 05.15.2023].
2. Gergely Molnar. Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG. The Palgrave Handbook of International Energy Economics, France, 2022, pp. 23–57. Access link: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-86884-0_2 – [Access date: 05.15.2023].
3. Bondarev E. A., Voevodin A. F., Argunova K. K., Rozhin I. I. Choosing an Equation of State in Mathematical Models of Pipeline Transportation of Natural Gases. Scientific Journal Numerical Analysis and Applications, Russia, 2017, pp. 198–206. Access link: <https://link.springer.com/article/10.1134/S1995423917030028> – [Access date: 05.15.2023].
4. Chen A. Optimization on Pipeline and Equipment. Scientific Journal Energy Saving and Carbon Reduction, Canada, 2022, pp. 499–534. Access link: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-19-5295-1_12#Sec19 – [Access date: 05.15.2023].
5. Chen A. Key Energy-Saving Technologies. Scientific Journal Energy Saving and Carbon Reduction, Canada, 2022, pp. 603–675. Access link: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-19-5295-1_14#Sec4 – [Access date: 05.15.2023].
6. Pustisek A., Karasz M. Transportation. Scientific Journal Natural Gas: A Commercial Perspective, Germany, 2017, pp. 149-177. Access link: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-53249-3_7#Sec14 – [Access date: 05.15.2023].
7. Galiullin Z.T., Salnikov S.Y., Shchurovsky V.A. Modern gas transportation systems and technologies, Russia, Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, p. 346.
8. Salnikov S.Y., Shchurovsky V.A., Prostokyshyn V.M. The hydraulic efficiency of large-diameter main gas pipelines. Scientific and Technical Collection Vesti Gazovoy Nauki, 2018, p. 28-35.

					Development of proposals to provide efficient gas transportation	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		122