

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»

УДК 621.51.004-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Мачнев М.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веровкин А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	Д.И.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	К.П.Н,		

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение обзора современной литературы по указанной тематике. 2. Характеристика объекта исследования 3. Проведение технологического расчета объекта исследования. 4. Основные технологические решения по техническому перевооружению КС и этапы их выполнения. 5. Социальная ответственность 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема компрессорной станции</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В.
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С.

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Мачнев Михаил Викторович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Мачневу Михаилу Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Распределение сметной стоимости реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Распределение эксплуатационных расходов направленные реконструкцию и техническое перевооружение КС
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Использовать ставку дисконта 8 процентов, размер налога на прибыль 24 процента.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определить коммерческую эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение итоговой стоимости реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Мачнев Михаил Викоторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Мачневу Михаилу Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i></p>	<p>Рабочее место – компрессорная станция. При техническом перевооружении компрессорной станции могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта природного газа. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.1.003-2014«Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»; ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p>	<p style="text-align: center;">Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Климатические условия. 2. Превышение уровня шума. 3. Превышение уровня вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды:</i></p>	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные); 2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 4. Электрический ток.
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p>	<p>При техническом перевооружении компрессорной станции воздействия оказывают</p>

	<p>как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Техническое перевооружение компрессорной станции сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p> <p>ПБ 03-581-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок»;</p> <p>Общие требования безопасности ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 «Сооружения промышленных предприятий».</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Мачнев М.В.		

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Газоперекачивающий агрегат (ГПА): установка, которая состоит из: газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

Газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортировки газа.

Газопровод магистральный: комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

Газотранспортная система: совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы Единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

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

					<i>«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Определения, обозначения, сокращения</i>					
<i>Разраб.</i>	<i>Мачнев М.В.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Веревкин А.В.</i>								7	87
<i>Консульт.</i>								<i>ОНД ИШПР 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>									

Производительность газопровода: количество газа м³ при условиях по ГОСТ 2939: 293,15 К и 0,1013 МПа, транспортируемого по газопроводу за расчетный период (год, сезон, квартал, месяц).

Пропускная способность газопровода (участка газопровода): расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

Станция компрессорная: комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Транспорт газа: технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

Цех компрессорный: составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

АБК - административно-бытовой корпус

АГРС- автоматизированная газораспределительная станция

АО – аварийная остановка

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ – автоматизированная система управления

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ГДУ – газодинамические уплотнения

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ГСМ – горючесмазочные материалы

ДП – диспетчерский пункт

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗРУ – защитное распределительное устройство

КЗ – катодная защита

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

КС – компрессорная станция

КЦ – компрессорный цех

ПДК – предельная допустимая концентрация

САУ – система автоматического управления

СУ – система управления

ЭАО – экстренная аварийная остановка

ЭГПА – электроприводный газоперкачивающий агрегат

					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

Реферат

Выпускная квалификационная работа с., рис., табл., источников, прил.

Ключевые слова: компрессорная станция, мощность, компрессорный цех газоперекачивающий агрегат, магистральный газопровод, производительность газопровода, пропускная способность газопровода, давление нормативное.

Объектом исследования является компрессорная станция

Цель работы – техническое перевооружение компрессорной станции, эксплуатируемой на территории Томской области для увеличения производительности магистрального газопровода «Нишневартовского газоперерабатывающего завода - Парабель - Кузбасс»

В работе исследован путь по решению проблемы: малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование, для увеличения объема перекачки, производительности, экономии электроэнергии, повышения коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов безопасного и бесперебойного транспорта природного газа потребителю путем постепенной замены морально устаревшего оборудования КС, в том числе морально устаревших ГПА серии СТД газоперекачивающими агрегатами, не имеющие аналогов в мире, ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК комплектующиеся неполнонапорными нагнетателями НЦ-4,0/56-1,26.

Рассмотрены и приведены меры и мероприятия для безопасного ведения технологического процесса и предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и безопасности в чрезвычайных ситуациях. Выполнены экономические расчеты, подтверждающие эффективность реконструкции компрессорной станции.

В работе приведена оценка технологического состояния объекта, определены подготовительные и основные работы, монтаж оборудования.

Область применения. Разработанное техническое решение может быть применено в работе газотранспортной системы, могут быть использованы производственными и проектными организациями.

					Реферат	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	13
1 Обзор литературы	16
2 Характеристика объекта исследования	19
2.1 Инженерно-геологические и климатические условия.	19
2.2 Характеристика параметров работы и технического состояния компрессорной станции до перевооружения.....	22
2.2.1 Компрессорный цех	22
2.2.2. Фактические режимы работы компрессорной станции	23
2.2.3 Установка очистки газа	24
2.2.4 Узел подключения КС	24
2.2.5 Выводы о необходимом техническом перевооружении КС.....	25
3 Технологический расчет магистрального газопровода.....	26
3.1 Определение пропускной способности и производительности магистрального трубопровода	27
3.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков	29
3.3 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата.....	32
4 Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции.....	42
4.1 Компрессорный цех	42
4.1.1 Основные сведения о ГПА	42
4.1.2 Газовая обвязка газоперекачивающих агрегатов.....	47
4.2 Установка очистки газа.....	48
4.3 Система сбора конденсата.....	49
4.4 Основные параметры после технического перевооружения.....	51
4.5 Результаты проведенного исследования.....	52
5 Социальная ответственность.....	54
5.1 Производственная безопасность.....	54

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	56
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	59
5.2 Экологическая безопасность.....	62
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	67
6.1 Капитальные вложения в реконструкцию	67
6.2 Эксплуатационные расходы.....	69
6.3 Оценка эффективности инвестиций.....	71
Заключение	76
Список использованной литературы.....	77
Приложение А	81
Приложение В.....	82
Приложение С.....	83
Приложение D	84
Приложение Е.....	86
Приложение F	87

Введение

В настоящее время для обеспечения бесперебойной поставки природного газа потребителю в системе ПАО «Газпром» функционирует множество компрессорных станций, численность и комплектация которых могут изменяться, вследствие строительства транснациональных газопроводов значительной протяженности и ввод в эксплуатацию новых месторождений природного газа, в частности, на территориях Сибирского и Дальневосточного Федеральных округов.

Актуальность работы. К современной газотранспортной сети предъявляют ряда серьезных требований, к которым относятся: увеличение объемов перекачки, увеличение производительности, экономия электроэнергии, повышение коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов и вывод управления технологическими процессами транспортировки газа на новый качественный уровень, соответствующий самым современным мировым стандартам.

Данную задачу можно решать путем строительства новых компрессорных станций или проводить реконструкцию существующих, вследствие невозможного дальнейшего использования ранее эксплуатируемого оборудования (малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование). Поэтому тема выпускной квалификационной работы «Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования» является актуальной.

Цель работы: техническое перевооружение компрессорной станции, эксплуатируемой на территории Томской области для увеличения производительности магистрального газопровода.

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мачнев М.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веркин А.В.					13	87
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ОНД ИШПР 3-2Б4А		

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Охарактеризовать объект реконструкции с приведением текущих и предлагаемых параметров работы и технического состояния.
3. Провести технологические расчеты объекта исследования магистрального газопровода.
4. Обосновать технико-экономическую эффективность выбираемого оборудования для реконструкции и определить последовательности проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.
5. Провести расчеты экономической эффективности затрат в техническое перевооружение.

Объект исследования. Объектом исследования является КС.

Предмет исследования: Выполнение технического перевооружения компрессорной станции.

Практическая значимость. Результаты работы могут быть положены в основу для первичных этапов разработки различных программ по реконструкции КС трубопроводного транспорта природного газа с целью изменения производительности указанного технического объекта.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Апробация работы. Основные разделы технико-экономического обоснования выбранного проектного решения были представлены автором выпускной квалификационной работы на семинарах, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Безопасность технологических процессов при транспорте нефти и газа», «Эксплуатация насосных и компрессорных станций».

Разработанные методики и полученные результаты в работе газотранспортной системы и эксплуатационные характеристики электроприводного газоперекачивающего агрегата могут быть использованы производственными и проектными организациями.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Обзор литературы

Являясь одной из основных стран производителей и поставщиков природного газа, Российская Федерация, транспортирует и поставляет его, как на внутренний рынок, так и внешний, наращивая свои мощности для строительства новых и реконструкции устаревших КС и магистрального газопровода [24].

Можно предположить увеличение спроса на голубое топливо вследствие того, что многие производители разного рода продукции используют его, как сырье для своей продукции.

Одной из основных стратегических задач транспортировки газа потребителю является повышение её надежности и безопасности транспорта газа путем реализации новых проектов, например, таких как: «Бованенково-Ухта», «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», «Южный поток», «Сила Сибири» [53].

Для преодоления природным газом больших расстояний, которые характеризуются перепадами высот, различными климатическими, географическими условиями требуется большая протяженность газопровода.

Это позволяет доставить природный газ от поставщика к потребителю. Для того чтобы решить эту задачу требуется большое количество технических объектов различной сложности.

Для обеспечения определенного расчетного давления, необходимо через определенные расстояния (100 – 150 км.) располагать КС [18].

На КС для этой цели используют газоперекачивающие агрегаты, в основном это ЭГПА, ГТУ, поршневые установки.

Одна КС может включать в себя несколько компрессорных цехов (КЦ), а один КЦ может обслуживать одну нитку газопровода.

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мачнев М.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веревкин А.В.					16	87
Консульт.						ОНД ИШПР з-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Возраст различных КС свидетельствует о моральном и физическом старении: в составе парка ЭГПА выработка срока службы и наработка агрегатов составляет более 100 тыс. часов [55].

Из-за старения оборудования или отклонения рабочих режимов от нормативных, происходит снижение коэффициента полезного действия и увеличение расхода природного газа.

Для оснащения новых газопроводов большей мощности и с высоким давлением потребуется модернизированное сооружение КС, где могут быть применены более мощные агрегаты [53].

Следующей причиной необходимости внедрения новых технологических решений эффективности транспортировки является потеря природного газа при добыче, транспортировке, хранении и распределении [53].

Для снижения утечек и потерь применяются различные способы: оптимизация режимов эксплуатации КС и линейных участков, замена устаревшего оборудования и своевременный ремонт, реконструкция КС с установкой более современного и мощного оборудования и др.

Таким этапом должно стать применение единого подхода к отдельным КС и системе в целом, как комплекс мероприятий по повышению эффективности и надежности объекта.

Объектом нашего исследования является КС. В состав КС могут быть включены следующие основные объекты: узел подключения КС к магистральному газопроводу; ГПА с оборудованием, трубопроводами и системами, обеспечивающими работу; установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки, которые представлены в приложении 4.

В настоящее время применяются стандарты и методики по определению теплотехнических и газодинамических показателей для ЭГПА, трубопроводного транспорта, разработанные коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Огневым В.В., Щуровским В.А., Сеницыным Ю.Н. и др., где эффективность работы КС (или КЦ) определяется по показателям эффективного КПД [47].

В инструкции по определению эффективности работы и технического состояния ГПА, разработанной Галиуллиным З.Т., Ходановичем И.Е., Сеницыным С.Н. и др. проводятся эксплуатационные испытания для оценки технического состояния ГПА [54]. Целью испытаний является подтверждение характеристик ГПА и центробежного компрессора, то есть определение мощности, которую развивает ГПА при стандартных атмосферных условиях.

Научные исследования развития сложных систем представлены в работах следующих ученых: Макаров А.А, Руденко Ю.Н, Мелентьев Л.А.

Вопросы по реконструкции технологических объектов трубопроводных систем представлены в работах следующих ученых: Меренков А.П, Хасилев В.Я, Сухарев М.Г., Горлов Д.В, Ставровский Е.Г, Леонтьев Е.В, Стурейко О.П.

Следует отметить, что интересной и важной в данном направлении является работа Яруниной Н.Н., которая посвящена оптимизации системы КС и построена на примере ГПА с электроприводом.

Поэтому расчетные задачи, направленные на решение проблем: малая производительность, износ оборудования, морально устаревшее оборудование, увеличение объема перекачки, производительности, экономии электроэнергии, повышения коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов являются актуальными.

2 Характеристика объекта исследования

2.1 Инженерно-геологические и климатические условия.

В геоморфологическом отношении площадка КС расположена в Приобской провинции, относящейся к Сибирской котловине Западно-Сибирской низменности.

Непосредственно район работ расположен на правом берегу реки Чая – левого притока р. Обь, в 3 км от ее впадения в р.Обь.

На протяжении четвертичного периода в пределах крупных речных долин сформировались широкие и низкие террасированные равнины, плавно переходящие в водораздельные плато.

Рельеф района представляет собой залесенную славодреннированную равнину, на которой основным рельефообразующим фактором является речная сеть.

Для описываемой территории характерна совокупность современных верхнечетвертичных озерных, озерно-аллювиальных и аллювиальных аккумулятивных равнин, предопределивших значительную уплощенность и выровненность рельефа, эрозионное расчленение которого отмечается лишь на приобровочных участках речных долин. Это обстоятельство, а также выход на поверхность глинистых отложений способствует большой заболоченности территории.

Непосредственно КС расположена в пределах среднечетвертичной равнины на правом берегу реки Чая, в геологическом разрезе которой преобладают аллювиально-озерные среднечетвертичные и верхнеплиоцен-нижнечетвертичные, а также озерно-болотные голоценовые отложения.

Более древние породы неоген-олигоценного возраста залегают на глубинах более 20 м, как правило, не попадают в зону влияния наземных сооружений.

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мачнев М.В.</i>			<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Веревкин А.В.</i>					19	87
<i>Консульт.</i>						<i>ОНД ИШПР 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

В гидрогеологическом отношении описываемая территория расположена в пределах Средне-Обского бассейна, входящего в состав Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Среди грунтовых вод, приуроченных к неоген-четвертичным отложениям, выделяются воды болот, водоносный комплекс надпойменных террас речных долин и водоносный горизонт озерно-аллювиальных отложений.

Глинистым отложениям озерно-аллювиального генезиса присущи воды спорадического распространения, заключенные в маломощных прослоях и линзах песков, супесей и легких суглинков. Залегают они на глубинах от 2,5 м, обычно безнапорные или слабонапорные с незначительной водообильностью. Питание их осуществляется за счет атмосферных осадков.

В целом для описываемой территории характерно неглубокое залегание грунтовых вод и широкое распространение заболоченных и обводненных пространств во всех отрицательных формах рельефа.

Территория КС в пределах ограды повсеместно подсыпана насыпным грунтом и частично вымощена бетонными плитами. Наружные водоотводные канавы и лотки в пределах ограды на территории КС отсутствуют, что в сочетании со слабой инфильтрационной способностью суглинков и хорошо слежавшегося уплотненного насыпного слоя способствует скоплению на поверхности атмосферных осадков, обуславливая в понижениях наличия серии мелких обводненных участков.

В весенне-осенний период возможно образование временного горизонта грунтовых вод типа «верховодка» на глубине 1,0-2,0 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 240 см.

Исследуемый район согласно сейсмическому районированию территории Российской Федерации по ОСР-97 и СНиП II-7-81* (М., 2000г.) расположен вне зоны сейсмической активности.

Характеристика метеорологических элементов приводится по данным метеостанции Колпашево в таблице 2.1 [42].

Таблица 2.1 Характеристика климатических условий

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Среднегодовая температура воздуха, °С	-1,5
Среднемесячная температура января, °С	-20,7
Среднемесячная температура июля, °С	18
Абсолютный max температуры воздуха, °С	35
Абсолютный min температуры воздуха, °С	-52
Температура наиболее холодной пятидневки, °С обеспеченностью 0,98 0,92	-44 -42
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$, сут.	184
Среднегодовая сумма осадков, мм	511
Суточный максимум осадков, мм	64
Дата появления снежного покрова	27.10
Дата схода снежного покрова	24.04
Расчетный вес снежного покрова на 1 м ² горизонтальной плоскости земли, кгс/м ²	240
Толщина стенки гололеда превышаемая раз в 5 лет определяемая для высоты 10 м, мм	5
Скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, кгс/м ²	30

2.2 Характеристика параметров работы и технического состояния компрессорной станции до перевооружения

2.2.1 Компрессорный цех

На момент обследования КС инженерно-техническими специалистами, выяснилось, что наработка газоперекачивающих агрегатов с начала эксплуатации составила в пределах 60-93 тыс. часов. Нормативный срок службы до списания электроприводных газоперекачивающих агрегатов составляет 15 лет. Полный срок службы для электродвигателей серии СТД - 20 лет.

Также было выполнено диагностическое обследование электродвигателей газоперекачивающих агрегатов с наработкой 60-93 тыс. часов. По полученным результатам был определен остаточный срок службы агрегатов – 25 тыс. часов.

На КС в момент обследования средняя наработка агрегатов составила 2,8 – 3,8 тыс. час/год. Таким образом, почти половина остаточного срока службы, была выработана.

Также было выполнено диагностическое обследование электродвигателей газоперекачивающих агрегатов с наработкой 60-93 тыс. часов.

По полученным результатам был определен остаточный срок службы агрегатов – 25 тыс. часов.

На КС в момент обследования средняя наработка агрегатов составила 2,8 – 3,8 тыс. Час/год. Таким образом, почти половина остаточного срока службы, была выработана. Краны газовой обвязки выработали свой ресурс и подлежат замене.

Электротехническое и технологическое оборудование КЦ, системы автоматизации технологических процессов морально и физически устарели.

Техническое состояние технологического оборудования, газовой обвязки КЦ, запорной арматуры свидетельствуют о целесообразности полной замены газовой обвязки КЦ.

2.2.2. Фактические режимы работы компрессорной станции

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

Фактический режим работы КС существенно отличался от проектного режима.

После ввода второй нитки газопровода требуемая степень сжатия существенно снизилась (с 1,5 до 1,23), и отпала необходимость в последовательном включении агрегатов.

Из-за ограничений по рабочему давлению (3,8...4,4 МПа) на отдельных участках линейной части газопровода, фактическое давление газа на входе КС составляет 2,5-3,0 МПа, что приводит к нерасчетным режимам работы центробежных нагнетателей и, соответственно, к снижению пропускной способности КС. Наиболее характерные режимы работы КС представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Характерные режимы работы КС

Как видно из таблицы, режим работы КС отличается сильной неравномерностью по дачи газа, причем сезонная неравномерность не является ярко выраженной.

Учитывая необходимость увеличения производительности КС до 33 млн. м³/сутки, указанные обстоятельства свидетельствуют о необходимости преобразования существующей групповой схемы обвязки газоперекачивающих агрегатов в коллекторную, с одноступенчатым сжатием газа

2.2.3 Установка очистки газа

Очистка газа от механических примесей и жидкости осуществлялся на установке очистки, состоящей из блоков циклонных пылеуловителей ГП 144 (диаметром – 1600 мм, 4 пылеуловителя производительностью 9 млн. м³/сутки каждый) [30].

По результатам обследования запрещена эксплуатация пылеуловителей при температуре ниже минус 40 °С.

Пылеуловители морально устарели, имели низкую эффективность очистки.

Дренажные трубопроводы выполнены из неутолщённых труб, без подогрева теплоизоляции, что не отвечает требованиям.

Кроме того, до перевооружения, отсутствовала ёмкость выдачи конденсата в автоцистерну. Таким образом, необходима полная замена установки очистки газа.

Старая установка очистки газа, состоящая из четырех циклонных пылеуловителей с газовой обвязкой, а также фундаменты под них подлежат демонтажу из-за физического износа и устаревшей конструкции. Демонтаж установки можно выполнить после завершения реконструкции КС, так как на время проведения работ по перевооружению КС существующая установка очистки газа будет работать в составе существующего цеха.

2.2.4 Узел подключения КС

Узел подключения КС к I нитке магистрального газопровода расположен в 250 м от площадки КС.

Непосредственное подключение КС ко II нитке отсутствует. Узел запроектирован и построен без камер приема-запуска очистных устройств. Компоновка всасывающего и нагнетательного шлейфов не позволяет разместить камеры на действующем узле. Газ для собственных нужд КС отбирается до и после крана № 20 и подается на площадку КС.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Охранные краны до КС и после по ниткам I и II совмещены с площадками приема и запуска очистных устройств, технологическая схема и техническое состояние которых не позволяют проводить очистку и диагностику газопровода.

2.2.5 Выводы о необходимом техническом перевооружении КС

Необходимость увеличения производительности КС, а также техническое состояние газоперекачивающих агрегатов и другого технологического оборудования, газовой обвязки компрессорного цеха, запорной арматуры, свидетельствуют о целесообразности полной замены газоперекачивающих агрегатов вместе с газовой обвязкой КЦ, со строительством новых шлейфов и новых узлов подключения КС к обеим ниткам газопровода с камерами приема- запуска очистных сооружений.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

3 Технологический расчет магистрального газопровода

Проведем технологический расчет участка магистрального газопровода Томской области.

Для технологического расчета принимаем следующие общие данные: производительность $Q = 9$ млрд. $\text{м}^3/\text{год}$; длина трубопровода $L = 111$ км; давление компрессорной станции $P_1 = 5,4$ МПа; давление в конце участка $P_2 = 3,9$ МПа; температура газа в начале участка $t_1 = +30^\circ\text{C}$; температура газа в конце участка $t_2 = +3^\circ\text{C}$; начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают 100 метров.

Данные состава природного газа представлены в таблице 3.1 [14].

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

Технологический расчет трубопровода МГ будем выполнять согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы» [29].

Методика технологического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Мачнев М.В.				Технологический расчет магистрального газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Веревкин А.В.						26	87
Консульт.						ОНД ИШПР 3-2Б4А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

- определение стационарных гидравлических режимов работы линейных участков;
- определение стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- вычисление пропускной способности и производительности магистрального газопровода;
- определение режимов работы компрессорных станций [29, 47, 51].

3.1 Определение пропускной способности и производительности магистрального трубопровода

Определим пропускную способность МГ (млн.м³/сут., 20 °С, Рст) по формуле:

$$q_0 = \dots \dots \dots \text{млн.м}^3/\text{сут} \dots \dots \dots (3.1.1)$$

где q_0 - производительность магистрального газопровода в стандартных условиях, млрд.м³/Г;

$$K_{и}^0 = K_{po} K_{эт} K_{нд}^0 = 0,95 * 0,98 * 0,99 = 0,992 \text{ млн.м}^3/\text{сут}, \dots \dots \dots (3.1.2)$$

K_{po} - коэффициент расчетного обеспечения снабжения газом, принимаем 0,95 [48];

$K_{эт}$ - коэффициент $T_{экстр}$, принимаем $K_{эт} = 0,98$;

$K_{и}^0$ - коэффициент оценочный;

$K_{нд}^0$ - оценочный коэффициент надежности МГ, значение коэффициента 0,99 принимаем по таблице 2.2

Таблица 3.2 Оценочный коэффициент надежности газопровода

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

газоперекачивающих агрегатов

Длина газопровода, км	Тип газоперекачивающих агрегатов				
	С газотурбинным и электрическим приводом				ГМК
	Диаметр газопровода, мм				
	1420	1220	1020	820	≤820
1	2	3	4	5	6
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
1500	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
2000	0,96	0,97	0,97	0,98	0,96
2500	0,95	0,96	0,97	0,97	0,95
3000	0,94	0,95	0,96	0,97	0,94

Вычисление основных технологических параметров транспортировки газа должно производиться для базовых газопроводов по оценочной пропускной способности, найденной по формуле (2.1.1) при среднегодовой температуре окружающей среды (наружный воздух и грунт) [29, 47, 51].

Проектная производительность базовых магистральных газопроводов определим по формуле:

$$Q_{II} = K_{II} \sum (q_i \tau_i) 10^{-3} \cdot 10 = 0,88445 \cdot \sum (26,74 \cdot 365) = 8,632 \text{ млрд. м}^3/\text{год}, \quad (3.1.3)$$

где q_i – пропускная способность газопровода в i -то м расчетном периоде, млн.м³/сут;

τ_i – количество дней в i -то м расчетном периоде, дни;

K_{II} – коэффициент использования пропускной способности

магистрального газопровода, который должен определяться по формуле:

$$K_{II} = K_{PO} K_{ЭТ} K_{НД} = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 0,88445 \quad (3.1.4)$$

Значения коэффициентов, входящих в формулу (3.1.4) следующие:

- $K_{PO} = 0,95$ – для всех газопроводов;

- $K_{ЭТ} = 0,98$.

При определении значения коэффициента надежности пользуются методикой расчета магистральных газопроводов, которая была разработана ВНИИГАЗом. Определяя коэффициент надежности, учитывается вся

протяженность газопровода несмотря на то, что проектируется его отдельный участок [34].

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции однониточных газопроводов следует выбирать согласно таблице 3.3.

Таблица 3.3 Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов

Газоперекачивающие агрегаты с приводом от электродвигателя			
Неполнонапорные		Полнонапорные	
Рабочие	Резервные	Рабочие	Резервные
5	6	7	8
2	1	2	1
3	2*	3	1
6	2	4	2*
-	-	5	2
-	-	6	2

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции рассматриваемого газопровода выбираем следующее: 4 рабочих и 1 резервный (неполнонапорные).

3.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков

С учётом того, что может возникнуть дроссельный эффект, мы имеем температуру газа в конце участка меньшую температуры окружающей среды. Если температура грунта приближается к нулю градусов, то температура газа может быть отрицательной, что приводит к появлению дополнительных деформаций трубопровода и промерзанию грунта вокруг труб.

Рекомендуемые границы температуры газа в конце участка газопровода составляют $T_K = 271 \dots 273$ К. Данный интервал приводит к ограничению температуры газа на входе компрессорной станции. Если магистральный газопровод выполнен в многолетнемёрзлых грунтах, то имеем температуру

газа в конце участка равной температуре грунта [40].

Расчет будем вести методом последовательных приближений.

Задаем значение T_{cp} :

$$T_{cp} = \frac{1}{3}T_1 + \frac{2}{3}T_2 = \frac{1}{3} \cdot (30 + 273,15) + \frac{2}{3} \cdot (13 + 273,15) = 251,82 \text{ К} \quad (3.2.1)$$

где T_1 - температура газа в начале участка, °К;

T_2 - температура газа в конце участка, °К.

Определим среднее давление:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) = \frac{2}{3} \left(15,4 + \frac{3,9^2}{5,4 + 3,9} \right) = 1,256 \text{ МПа}, \quad (3.2.2)$$

где P_1 - давление газа на входе в КС, °К;

P_2 - давление газа на выходе из КС, °К.

Чтобы проверить принятое значение T_{cp} , определим теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона.

Среднюю изобарную теплоемкость природного газа C_p с содержанием метана более 85 % определим по формуле:

$$C_{cp} = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (3.2.3)$$

$$C_{cp} = 1,696 + 1,838 \cdot 10^3 \cdot 291,82 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(3,9 - 0,1) 10^6}{291,82^3} = 2,385 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}.$$

Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона D_i для газов с содержанием метана более 85% определим по формуле:

$$C_{cp} = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (3.2.4)$$

$$C_{cp} = 1,696 + 1,838 \cdot 10^3 \cdot 291,82 + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(3,9 - 0,1) 10^6}{291,82^3} = 2,385 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}.$$

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right), \quad (3.2.5)$$

$$D_i = \frac{1}{2,385} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{291,82^2} - 1,5 \right) = 4,759 \frac{\text{К}}{\text{МПа}}$$

Определим расчетное значение средней температуры газа:

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$T_{ср} = T_0 + \frac{\pi \cdot T_0}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) - \frac{D_i (P_1^2 - P_2^2)}{2 \alpha L_0 P_{ср}} \left[1 - \frac{1}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) \right], \quad (3.2.6)$$

где T_0 – определяемая температура окружающей среды, °К;

При прокладке газопровода в подземном исполнении значение температура окружающей среды принимаем равной средней за рассматриваемый период температуры грунта на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии [41].

Принимаем $T_0 = 273,15$ К.

Определим коэффициент, который характеризует интенсивность снижения температуры газа по всей длине участка:

$$\alpha L_0 = c \frac{k_{ср} d L_0}{q_0 \Delta C_p 10^6}, \quad (3.2.7)$$

где $k_{ср}$ – общий коэффициент теплоотдачи от газа в окружающую среду, средний на участке, Вт/м² К

Δ - плотность газа по воздуху относительная;

L_0 – расстояние между КС, км.

Относительная плотность газа, Δ , является основным параметром является, между которыми существует следующая связь:

$$\Delta = \frac{\rho}{1,205}, \quad (3.2.8)$$

Плотность газовой смеси при стандартных условиях (кг/м³) определим из выражения (при 293,15 К и 0,1013 МПа):

$$\rho_{см} = \sum \rho_{сми} N_{имол} = \rho_{сm1} N_{1мол} + \rho_{сm2} N_{2мол} + \rho_{сmн} N_{нмол},$$

где $\rho_{сми}$ – плотность при стандартных условиях i -го компонента газовой смеси по таблице 3.1, кг/м³;

$N_{имол}$ – молярная доля i -го компонента газовой смеси.

$$\rho_{см} = 0,8566 \cdot 0,7168 + 0,0631 \cdot 1,344 + 0,0312 \cdot 1,967 + 0,0021 \cdot 2,598 + 0,0009 \cdot 3,221 + 0,0112 \cdot 1,9768 + 0,0349 \cdot 1,2505 = 0,8343 \text{ кг / м}^3$$

$$\Delta = 0,8343 / 1,205 = 0,692$$

Принимаем значение коэффициента $C = 0,225 \cdot 10^6$ [3]; $k_{ср} = 2,0$ Вт/м²К [3].

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \cdot \frac{2,0 \cdot 1,020 \cdot 111}{26,74 \cdot 0,692 \cdot 2,385 \cdot 10^6} = 1,15446,$$

$$T_{cp} = 273,6 + \frac{303,16 - 273,16}{1,154466} (1 - e^{-1,15446}) - \frac{4,759(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,15446 \cdot 3,9} \left[1 - \frac{1}{1,15446} (1 - e^{-1,15446}) \right] = 290,17 \text{ К}$$

Расчётное и принятое значения средней температуры газа отличаются (более 0,5 градусов). Выполняем расчеты, которые дадут уточнение характеристик газа и средней температуры газа [29]:

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 290,96 + 1,96 \frac{(3,9 - 0,1)10^6}{290,96^3} = 2,560 \text{ кДж/кг К},$$

$$D_i = \frac{1}{2,56} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{290,96^2} - 1,5 \right) = 3,936 \text{ К/МПа}$$

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \cdot \frac{2,0 \cdot 1,020 \cdot 111}{26,74 \cdot 0,692 \cdot 2,56 \cdot 10^6} = 1,2189,$$

$$T_{cp} = 273,6 + \frac{303,16 - 273,16}{1,2189} (1 - e^{-1,2189}) - \frac{3,936(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,2189 \cdot 3,9} \left[1 - \frac{1}{1,2189} (1 - e^{-1,2189}) \right] = 291,76 \text{ К}$$

Расхождение $(291,82 - 291,7564 = 0,0639)$ мало. Следовательно, принимаем $T_{cp} = 291,7564 \text{ К}$ и проверяем T_2 .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) e^{-\alpha L_0} - \frac{D_i (P_1^2 - P_2^2)}{2 \alpha L_0 P_{cp}} \cdot (1 - e^{-\alpha L_0}),$$

$$T_2 = 273,15 + (303,16 - 273,16) e^{-1,2189} - \frac{3,936(5,4^2 - 3,9^2)}{2 \cdot 1,2189 \cdot 3,9} (1 - e^{-0,1986}) = 286,47 \text{ К}$$

По диспетчерским данным $T_2 = 286,15 \text{ К}$, т.е. расхождение допустимо.

3.3 Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата

Компрессорная станция является неотъемлемой и составной частью магистрального газопровода, которая обеспечивает транспортировку газа, служит управляющим элементом в комплексе сооружений.

Режим работы газопровода определяется параметрами работы компрессорной станции [9].

Компрессорная станция обеспечивает регулировку режима работы газопровода в зависимости от потребления газа, максимально используя аккумулирующую способность газопровода. Отбор газа для газораспределительной станции производится до входа в компрессорную станцию [30].

Проведем расчет режимов работы компрессорной станции.

					<i>Технологический расчет магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Для компрессорной станции характерны следующие исходные данные:

- коммерческая производительность, $Q_{км} = 9$ млрд.м³/год;
- рабочее давление компрессорной станции, $P_1 = 5,4$ МПа;
- давление в компрессорную станцию на входе, $P_2 = 3,9$ МПа;
- температура газа компрессорной станции на выходе, $t_1 = 30$ °С;
- температура газа на входе в компрессорную станцию, $t_2 = 7$ °С;
- диаметр газопровода на входе и выходе, $D = 1020$ мм [4].

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

$$P_{вс} = P_2 - \delta P_{вх}, \quad (3.3.1)$$

где $P_{вх}$ – потери давления во входных технологических коммуникациях компрессорной станции, МПа.

Потери давления газа в технологических трубопроводах и оборудовании компрессорной станции следует рассчитывать: в трубопроводной обвязке – по проектным геометрическим характеристикам; в оборудовании – по техническим характеристикам заводов-изготовителей оборудования [28,50].

Значение потери давления газа в технологических коммуникациях компрессорной станции принимаем $\delta_{P_{вх}} = 0,08$ (таблица 3.4) [28].

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

На компрессорной станции предполагается установить газоперекачивающие агрегаты с электроприводом типа ГПА-4,0/8200-56/1,26-Р и нагнетателем типа НЦ-4,0/56-1,26, основные характеристики которых представлены в таблице 3.6, 3.7.

Таблица 3.6 Техническая характеристика газоперекачивающего агрегата с электроприводом

Наименование параметра	Значение
------------------------	----------

Тип агрегата	4,0/8200-56/1,26-Р
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	10000
Частота вращения, об/мин	8200
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,2
Тип центробежного нагнетателя	НЦ-4,0/56-1,26
Степень сжатия	1,26
Абсолютное давления на нагнетателе, МПа	4,36
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	8200
$z_{пр}$	0,91
$R_{пр}$, Дж/(кг·К)	490,5
$(T_{вс})_{пр}$, К	287,15

Таблица 3.7 Параметры центробежного нагнетателя

Тип нагнетателя	$z_{пр}$	$R_{пр}$, Дж/кг·К	$T_{пр}$, К	$Q_{пр\ min}$, м ³ /мин	$Q_{пр\ max}$, м ³ /мин	n_n , мин ⁻¹	$\eta_{по\ L_{max}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
НЦ-4,0/56-1,26	0,91	490,5	287,15	141,60	290	8200	0,8



Рис. 3.1 ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р с нагнетателем типа НЦ-4,0/56-1,26

Состав электроприводного газоперекачивающего агрегата:

- центробежный нагнетатель природного газа;
- асинхронный высокоскоростной электродвигатель;
- полупроводниковый преобразователь частоты;
- агрегатная система автоматического управления и регулирования;
- аппарат воздушного охлаждения газа с вентильным электроприводом;
- система активного магнитного подвеса;
- система электроснабжения [41].

Объемную производительность при параметрах на входе в нагнетатель Q м³/мин., определим по формуле:

$$Q = \frac{0,24 Q_h Z_{вс} T_{вс}}{P_{вс}}, \quad (3.3.2)$$

где Q_h - производительность центробежного нагнетателя, млн.м³/сут (при 293,15 К и 0,1013 МПа);

$Z_{вс}$ - коэффициент сжимаемости газа при условии входа в нагнетатель;

$P_{вс}$ - абсолютное давление, МПа;

$T_{вс}$ - температура газа на входе в нагнетатель, К.

Температуру газа $T_{вс}$ на входе компрессорного цеха следует принимать равной температуре газа T_2 в конце предшествующего линейного участка.

$$Q_k = \frac{q_{kn}}{m}, \quad (3.3.3)$$

где m - количество параллельно работающих групп из последовательно включенных нагнетателей.

В нашем случае $m=1$

$$Q_k = 9/1 = 9 \text{ млн.м}^3/\text{сут}$$

$$Z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 P_{np2}}{\tau}, \quad (3.3.4)$$

$$\tau = 1 - 1,68 T_{np2} + 0,78 T_{np2}^2 + 0,0107 T_{np2}^3.$$

$$P_{np2} = \frac{P_2}{P_{нк}}$$

$$T_{np2} = \frac{T_2}{T_{нк}}$$

$$P_{np2} = \frac{3,9}{4,614} = 0,8453$$

$$T_{np2} = \frac{280,15}{213,14} = 1,314$$

где P_{np} , T_{np} – приведенные давление и температура;

$P_{нк}$ – псевдокритическое давление;

$T_{нк}$ – псевдокритическая температура;

$T_{вс}$ – температура газа на входе в нагнетатель.

$$\tau_2 = 1 - 1,68 \times 1,455 + 0,78 \times 1,455^2 + 0,0107 \times 1,455^3 = 0,2399,$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \times 0,8453}{0,2399} = 0,8904$$

$$Q = \frac{0,24 \times 9 \times 280,15}{3,9} = 138,15 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Определим мощность N кВт, потребляемую нагнетателем:

$$N = \frac{N_i}{0,95\eta_m}, \quad (3.3.5)$$

где η_m – коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора, для электроприводных ГПА принимаем 0,96; 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя [30].

Если приведенные характеристики нагнетателя отсутствуют, то до пускается приближенное расчетное определение внутренней мощности нагнетателя, кВт, определим по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 z_{вс} T_{вс} Q_{вс}}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1) = \frac{55,6 P_{вс} Q}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1), \quad (3.3.6)$$

где ε - степень повышения давления в нагнетателе;

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

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}} = \frac{5,4}{3,9} = 1,3846, \quad (3.3.7)$$

$$N_i = \frac{55,6 \times 3,9 \times 138,15}{0,8} (1,3846^{0,3} - 1) = 3639,95 \text{ кВт},$$

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$N = \frac{3639,95}{0,95 \times 0,96} = 3991,173 \text{ кВт.}$$

Плотность газа при условиях входа в нагнетатель определим по следующей формуле, кг/м³:

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс}}{z_{вс} R T_{вс}}, \quad (3.3.8)$$

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

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

$T_{вс}$ – температура газа на входе в нагнетатель, К;

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

$$R = \frac{0,287}{\Delta} = \frac{287}{0,692} = 414,51 \text{ Дж/кг·К,} \quad (3.3.9.)$$

$$\rho_{вс} = \frac{3,9 \cdot 10^6}{0,8904 \cdot 414,51 \cdot 286,15} = 37,990 \text{ кг/м}^3.$$

Определение параметров центробежных нагнетателей выполним по их приведенным характеристикам, что позволит учитывать отклонение параметров газа на входе в нагнетатель.

Приведенная объемная производительность, м³/мин.

$$Q_{пр} = Q \frac{n_n}{n}, \quad (3.3.10)$$

где n , n_n – частота вращения ротора нагнетателя фактическая и номинальная, об/мин;

$$Q_{пр} = 138,15 \frac{8200}{8000} = 141,6 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр} R_{пр}}{z_{вс} T_{вс} R}}, \quad (3.3.11)$$

где $z_{вс}$, $R_{пр}$, $(T_{вс})_{пр}$ – параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя: коэффициент сжимаемости, газовая постоянная компримируемого газа и температура, принимаем по табл. 3.1.

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 280,15 \cdot 414,51}}, = 1,074$$

Принимаем значение фактической частоты вращения вала нагнетателя $n = 8000$ об/мин.

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При расчете рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо использовать следующие приведенные характеристики [29, 48]:

- характеристика центробежного нагнетателя в форме зависимостей степени повышения давления:

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}}, \quad (3.3.12)$$

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

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}},$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{пр} = \frac{N_i}{\rho_{вс}} \left(\frac{n_H}{n}\right)^3, \quad (3.3.13)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{пр} = \frac{3639,95}{37,990} \left(\frac{8200}{8000}\right)^3 = 103,18 \text{ кВт/кг} \cdot \text{м}^3.$$

Характеристики отдельного центробежного нагнетателя и групп из двух и трех последовательно включенных нагнетателей в форме зависимостей степени повышения давления и приведенной внутренней мощности [28].

$$(N_i)_{пр} = \frac{N_i \cdot (P_{вс})_{пр}}{P_{вс}} \sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр} R_{пр}}{z_{вс} T_{вс} R}}, \quad (3.3.14)$$

$$(N_i)_{пр} = \frac{3639,95}{3,9} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 3146,22 \text{ кВт.}$$

- от приведенной производительности

$$(Q_k)_{пр} = Q_k \sqrt{\frac{z_{вс} T_{вс} R_{пр}}{z_{пр} (T_{вс})_{пр} R}}, \quad (3.3.15)$$

$$(Q_k)_{пр} = 9 \cdot \sqrt{\frac{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 490,5}{0,91 \cdot 287,15 \cdot 414,51}} = 8,647 \text{ млрд м}^3/\text{год.}$$

Параметры работы нагнетателей при давлении на входе, отличающимся от номинального значения, находим с помощью линий постоянной приведенной производительности:

$$(Q)_{пр} = Q \cdot \sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр} R_{пр}}{z_{вс} T_{вс} R}}, \quad (3.3.16)$$

$$(Q)_{\text{пр}} = 138,15 \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 152,19 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Зависимость повышения температуры газа в нагнетателе Δt_n (ΔT_n) от его объемной приведенной производительности для различных значений приведенных относительных оборотов [28, 47].

$$\left(\frac{n}{n_{\text{пр}}}\right)_{\text{пр}} = \frac{n}{n_{\text{пр}}} \sqrt{\frac{z_{\text{пр}} R_{\text{пр}}}{z_{\text{вс}} R}}, \quad (3.3.17)$$

$$\left(\frac{n}{n_{\text{пр}}}\right)_{\text{пр}} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 414,51}} = 1,072.$$

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

$$T_{\text{наг}} = T_{\text{вх}} \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{\text{пол}}}}, \quad (3.3.18)$$

где $k = 1,31$;

$$T_{\text{наг}} = 280,15 \cdot 1,141^{\frac{1,31-1}{1,31-0,8}} = 302,563 \text{ К.}$$

Определим P_k по формуле:

$$P_k = \sqrt{\frac{p_n^2 - Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{\text{вн}}^5}}, \quad (3.3.19)$$

$$P_k = \sqrt{5,4^2 - \frac{138,15^2 \cdot 0,692 \cdot 1,291 \cdot 10^{-2} \cdot 0,89 \cdot 291,76 \cdot 111}{105,087^2 \cdot 0,1020^5}} = 3,867 \text{ МПа.}$$

Определим среднее давление по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) = \frac{2}{3} \left(5,4 + \frac{3,867^2}{5,4 + 3,867} \right) = 4,603 \text{ МПа} \quad (3.3.20)$$

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

По результатам расчетов определены расчетные параметры, которые представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Расчетные параметры реконструируемой КС

Наименование расчетного параметра	Значение
1	2
Конечное давление P_k , МПа	3,9
Среднее давление $P_{\text{ср}}$, МПа	4,603

Приведенная температура $T_{пр}$	1,54
Приведенное давление $P_{пр}$	0,965
Тепло емкость газа C_p , кДж/(кг·К)	2,560
Коэффициент Джоуля-Томсона D_i , К/МПа	3,936
Параметр a_t	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Средняя температура $T_{ср}$, К	291,76
Средний коэффициент сжимаемости $Z_{ср}$	0,890
Динамическая вязкость газа μ , Па·с	$1,176 \cdot 10^{-5}$
1	2
Число Рейнольдса Re	$33,7 \cdot 10^7$
Коэффициент сопротивления трения $\lambda_{тр}$	$11,1 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	$1,291 \cdot 10^{-2}$
Конечное давление P_k , МПа	3,9
Относительная погрешность по давлению, %	0,08

Установлено, что проектная пропускная производительность соответствует прогнозной динамике потоков газа по газопроводу, которая составляет 9,52 млрд м³/год.

Показано, что применяемые для технического перевооружения компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают заданные режимы работы компрессорной станции.

					Технологический расчет магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

4 Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции

4.1 Компрессорный цех

4.1.1 Основные сведения о ГПА

Для реконструкции компрессорной станции приняты электроприводные газоперекачивающие агрегаты ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК производства ООО «Электро-Привод-Газ».

Количество рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов определено на основании выполненных гидравлических расчетов магистрального газопровода на период до 2020 г. [29].

Согласно выполненным расчетам, на компрессорной станции предусматривается установка 4 электроприводных газоперекачивающих агрегатов (3 раб.+1рез.) с неполнонапорными нагнетателями.

Проектом реконструкции компрессорной станции предусмотрено размещение двух электроприводных газоперекачивающих агрегатов на новой площадке и двух электроприводных газоперекачивающих агрегатов – в существующем здании компрессорного цеха на место демонтируемых.

Газоперекачивающие агрегаты ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК комплектуются неполно напорными нагнетателями НЦ-4,0/56-1,26 (степень сжатия 1,26), имеют регулируемое число оборотов двигателя (в диапазоне 0,7-1,05 от номинальной), оборудованы системой «мягкого пуска», магнитными подшипниками и «сухими» (газодинамическими) уплотнениями [55].

Основные параметры и технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК приведены в таблице 4.1.

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мачнев М.В.</i>				<i>Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Веревкин А.В.</i>						42	87
<i>Консульт.</i>						<i>ОНД ИШПР 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

Таблица 4.1 Технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	2	3
Высокооборотный асинхр.электродвигатель		
Номинальная мощность	кВт/В·А	4000/4770
Номинальная частота вращения	об/мин	8200
Коэффициент полезного действия электродвигателя в номинальном режиме	%	97,2
Коэффициент полезного действия электродвигателя в регулируемом по частоте вращения режиме при 50% нагрузке, не менее	%	95
Вид охлаждения	-	Воздушный
Вес	т	11
Трансформатор	-	-
Входной разделительный трансформатор с 4-мя вторичными 3-х фазными обмотками	-	6000В/4х2100 10000В/4х2100
КПД трансформатора	%	99

Преобразователь частоты	-	-
Выпрямительный мост преобразователя частоты, трехфазный	24-пульсный, диодный	Выпрямительный мост преобразователя частоты, трехфазный
Выходная мощность	В·А	5700
Возможный диапазон регулирования частоты вращения ротора	%	50-105
КПД преобразователя частоты	%	97
Производительность объемная (20°C, 0,1013 МПа)	млн.м³/сут	12,5
Производительность массовая	кг/с	98,6
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям	м³/мин	178,5
Р газа конечное на выходе из нагнетателя	МПа	5,49
Р газа начальное при входе в нагнетатель	МПа	4,36
Степень сжатия	-	1,26
Температура газа при входе в нагнетатель	°С	15
Плотность газа (20 °С, 0,1013 МПа)	кг/м³	0,682
Частота вращения ротора	об/мин	8200

Политропический коэффициент полезного действия нагнетателя	%	85
Диапазон рабочих частот вращения ротора	% от номин.	50-150
Мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя	кВт	3800
Максимальная длительно допустимая мощность электроприводного газоперекачивающего агрегата	кВт	4400
Минимальная длительно допустимая мощность электроприводного газоперекачивающего агрегата	кВт	2000
Минимальный пусковой цикл	сек	240
Максимальное количество пусков в интервале часа	-	15

Для обеспечения работы газодинамической установки требуется подвод буферного газа, отбираемого из нагнетательного трубопровода после крана, и разделительного воздуха, взятого вне помещения машинного зала.

Узлы машинного парка эксплуатируются в воздушной среде с избыточным давлением, которая обеспечивает их охлаждение и взрывозащиту нагнетателя.

					<i>Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Агрегатная система воздушной подготовки входит в комплект по ставки электроприводных газоперекачивающих агрегатов [48].

Применяемые для технического перевооружения компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают различные режимы работы компрессорной станции, что позволяет достичь экономии потребления электроэнергии [55].

Учитывая, что для технического перевооружения компрессорной станции применены агрегаты с магнитными подшипниками и «сухими» уплотнениями, не требующие турбинное масло в таких количествах, как для газоперекачивающих агрегатов с масляными уплотнениями, проектом не предусмотрена реконструкция существующего склада горючесмазочных материалов с насосной. Существующие склад ГСМ материалов и насосная остаются без изменений и будут использованы для потребностей линейной эксплуатационной службы.

					<i>Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4.1.2 Газовая обвязка газоперекачивающих агрегатов

Подключение газоперекачивающих агрегатов к всасывающему и нагнетательному коллекторам выполнено трубопроводами диаметром 500мм. Схема подключения газоперекачивающих агрегатов– коллекторная. Диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов –диаметром наружным 700мм, диаметр общестанционного рециркуляционного трубопровода - диаметром наружным 400 мм.

Коллекторная схема газовой обвязки газоперекачивающих агрегатов позволяет производить запуск и остановку любого агрегата при работающем компрессорном цехе [47].

Для обеспечения нормального пуска и остановки газоперекачивающего агрегата, а также для защиты нагнетателя от помпажа, схемой предусмотрен пусковой контур ГПА диаметром наружным 300 мм; с установкой регулирующего клапана типа «Mokveld», диаметром наружным 300 мм. на каждом агрегате и разгрузочный контур компрессорного цеха, диаметром наружным 400 мм.

Для защиты от повышения давления на нагнетании компрессорного цеха выше допустимого, а также обеспечения вывода компрессорной станции на «кольцо » без подачи газа в газопровод, на станционном обводе компрессорной станции диаметром наружным 400 мм. предусмотрена установка регулирующего клапана «Mokveld» диаметром наружным 400мм. Срабатывание клапана «Mokveld» при превышении давления составляет 3-4 секунды [26].

					Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4.2 Установка очистки газа

Существующая установка очистки газа, состоящая из четырех циклонных пылеуловителей с газовой обвязкой, а также фундаменты под них подлежат демонтажу из-за физического износа и устаревшей конструкции. Демонтаж установки можно выполнить после завершения реконструкции КС, так как на время проведения работ по реконструкции КС существующая установка очистки газа будет работать в составе существующего цеха.

Учитывая режимы работы и производительность компрессорной станции на период до 2020 года, для очистки газа от механических примесей и жидкости, предусматривается применение новых пылеуловителей типа ЦПУ-5,5 А.ХЛ, ОАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» [28].

Отличительной чертой пылеуловителей с цикло трубами является стабильность эффективности очистки при изменении расхода газа в пределах от 30 до 100 % от номинального значения. Небольшое ее снижение, с 99,9 % до 98 %, при увеличении расхода до 125 %. Другим положительным свойством этих пылеуловителей является малый перепад давления и надежная работа цикла труб вплоть до расчетного давления.

Технические характеристики пылеуловителей представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Технические характеристики пылеуловителей типа ЦПУ-5,5А.ХЛ

Основные технические характеристики		Значения
Максимальная производительность одного аппарата, млн. м ³ /сутки		18,4
Рабочее давление, МПа		5,5
Диапазон производительности, в котором обеспечивается работоспособность, в % от номинального		30-125
Эффективность очистки газа, мг/м ³ свыше	40 мкм	100 %
	20-40 мкм	98 %

Эффективность о чистки газа, мг/м ³ свыше	10-20 мкм	96 %
Эффективность о чистки газа, мг/м ³ свыше		
Температура минимально-допустимая отрицательная стенки, находящейся под давлением, °С		минус 60
Диаметр корпуса, мм		1800
Высота корпуса, мм		5450
Масса пылеуловителя, кг		14085

Количество аппаратов установки очистки газа определено в соответствии с требованиями ОНТП-51-1-85 и ВРД 39-1.8-055-2002 таким образом, чтобы при отключении одного из пылеуловителей, нагрузка на оставшиеся не выходила за пределы их максимальной производительности, а при работе всех аппаратов не выходила за пределы минимальной производительности [28].

Таким образом, с учетом полного развития нового компрессорного цеха предусматривается три пылеуловителя типа ЦПУ-5,5А ХЛ.

Схема подключения пылеуловителей – коллекторная. Технологическая схема установки очистки газа представлена в Приложении Ф.

Исходя из допустимой скорости движения газа в коммуникациях компрессорной станции, обвязка пылеуловителей принята из труб диаметром наружным 500мм. Для отключения пылеуловителя установки о чистки газа от входного и выходного коллекторов предусмотрены краны диаметром наружным 500 мм. надземного исполнения с ручным приводом [44, 47].

4.3 Система сбора конденсата

Для сбора и удаления продуктов о чистки газа, уловленных на установке очистки газа, предусматривается сооружение системы автоматического слива конденсата [44].

					Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

В состав системы входят:

- буферная емкость высокого давления подземной установки, $V = 4 \text{ м}^3$;
- блок арматуры;
- подземная емкость для сбора конденсата, $V = 25 \text{ м}^3$;
- конденсатопроводы.

В соответствии с требованиями нормативных документов, система автоматического удаления конденсата предусматривает постоянное поступление конденсата и уловленных механических загрязнений из пылеуловителей в буферную емкость высокого давления, $V = 4 \text{ м}^3$ [28].

Из буферной емкости конденсат по указателю уровня автоматически сбрасывается в атмосферную емкость сбора конденсата, $V = 25 \text{ м}^3$.

Буферная емкость высокого давления подземного исполнения и блок арматуры расположены вблизи установки очистки газа. Атмосферная подземная емкость сбора и выдачи конденсата на вывоз расположена на отдельной площадке.

Атмосферную емкость предполагается оборудовать:

- дыхательным клапаном с огнепреградителем,
- патрубком для выдачи конденсата в автоцистерну на вывоз и утилизацию.

К емкости предусмотрен подъезд автотранспорта.

Прокладка конденсатопроводов на площадке КС предусматривается как надземная, так и подземная [24].

Трубопроводы сброса продуктов очистки газа от пылеуловителей до буферной емкости высокого давления будут проложены на эстакаде, на низких опорах с уклоном от пылеуловителей в сторону емкости. Указанные трубопроводы прокладываются в теплоизоляции с электроподогревом, для предотвращения замерзания жидкости в трубопроводах конденсата зимой.

Трубопроводы конденсата от арматурного блока до атмосферной емкости сбора и выдачи конденсата прокладываются подземно в гидроизоляции [24, 28].

4.4 Основные параметры после технического перевооружения

					<i>Основные технологические решения по техническому перевооружению компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

После завершения технического перевооружения КС и прилегающего газопровода основные технологические показатели представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные параметры КС после технического перевооружения

Основные параметры	Значения	
Производительность, млн. м ³ /сут.	23,3 - 33,3	
Давление газа на входе компрессорной станции, МПа	3,8 – 4,3	
Давление газа на выходе компрессорной станции, МПа	4,8-5,5	
Температура газа на входе компрессорной станции, °С	0÷+18	
Температура газа на выходе компрессорной станции, °С	+25 - +40	
Количество газоперекачивающих агрегатов, шт.	4	
Проектная схема работы	3 раб. + 1 рез.	
Мощность установленная, МВт;	16,0	
Количество аппаратов установки очистки газа, шт.	3	
Давление импульсно го газа, МПа;	2,8 – 5,0	
Количество шлейфов и их диаметр		
	всасывающих	1 шт. D _H 1000
	нагнетательных	1 шт. D _H 1000

4.5 Результаты проведенного исследования

В результате проведенного исследования можно сказать о повышении производительности за счет увеличения мощности КС с 4 МВт до 16 МВт несмотря на то, что количество ГПА сокращено, до реконструкции было 4 шт, после – 3 шт .

Производительность КС до реконструкции составила 16-25 млн. м³ /сут, после 23,3 – 33,3 млн м³ /сут, что соответствует прогнозируемым данным, (Приложение 1), которые приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Основные параметры КС до и после перевооружения

Основные параметры	Значения до перевооружения	Значения после перевооружения
Производительность, млн. м ³ /сут.	15 – 25	23,3 – 33,3
Давление газа на входе компрессорной станции, Мпа	2,5-3,0	3,8 – 4,3
Давление газа на выходе компрессорной станции, Мпа	2,9-3,9	4,8-5,5
Температура газа на входе компрессорной станции, °С	0÷+18	0÷+18
Температура газа на выходе компрессорной станции, °С	+25 - +40	+25 - +40
Количество газоперекачивающих агрегатов, шт.	3	4
Проектная схема работы	2x1	3 раб. + 1 рез.
Мощность установленная, МВт;	4	16,0

Количество аппаратов установки очистки газа, шт.	4	3
--	---	---

5 Социальная ответственность

Важнейшей задачей при производстве работ по техническому перевооружению газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В административном отношении район производства работ относится к Колпашевскому району Томской области. Объект технического перевооружения находится в Томской области.

Предусматривается реконструкция ЭГПА STD-4000-2, введенные в эксплуатацию в составе КС в 1981 году, имеющие наработку от 60 до 93 тысяч часов при полном сроке службы электродвигателей данного типа 20 лет.

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 6.1
Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции ГПА на КС магистрального газопровода

Наименование и виды работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	-	Электрический ток	

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Мачнев М.В.</i>			<i>Социальная ответственность</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Веревкин А.В.</i>					54	87
<i>Консульт.</i>		<i>Черемискина М.С.</i>				<i>ОНД ИШПР 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции газоперекачивающих агрегатов	-	Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [11] ГОСТ 12.1.038-82
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 - 74 ССБТ [1]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.4.548-96 [19] СНиП 2.04.05.86 [37]
	Превышение уровней шума и вибрации	-	ГОСТ 12.1.003–2014 [3] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [10]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03 [36] СП 52.13330.2011 [46]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [1].

Отклонение показателей микроклимата

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [30].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [30].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и специальную обувь со специальными видами обогрева [31].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура

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

воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°C (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [30].

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

Превышение уровней шума и вибрации

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 131 дБА [4].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции;

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [4].

Для санитарного нормирования и контроля уровня вибрации используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по

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

санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [10].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [35]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [35].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1...10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³[5].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [5]:

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

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокочапасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности).
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [3, 30, 31].

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
(в т.ч. грузоподъемные)*

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

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [31].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [3].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [13]:

- переменный ток (частота 50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный ток (частота 400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный ток – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75 %), должны быть уменьшены в три раза [12].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [13].

Для предотвращения опасных ситуаций должны быть предусмотрены средства электробезопасности: применение малых напряжений (12...42 В), защитное заземление (4...10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные маски или очки и т.п. Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетокопроводящие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению [13].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью [30].

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д. [12].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются на:

- оборудование, работающее под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [17].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при

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

изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми [48].

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник КС, начальник участка и т. д.).

5.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [15, 16].

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 6.2

Таблица 6.2 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода

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

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Почва	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Социальная ответственность

Лист

63

		атмосферу оксидов азота и окиси углерода.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим план ликвидации аварии на магистральном газопроводе в таблице 6.3

Таблица 6.3 - План ликвидации аварии на магистральном газопроводе

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

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв газопровода на территории компрессорной станции	1. Обнаружение аварии	Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру и в управление ЛПУ МГ
	2. Получение информации об аварии	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности; 2. Убедитесь в достоверности информации
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии: - диспетчера «Газпром трансгаз Томск»; - руководство ЛПУ МГ
	4. Принятие оперативных мер	После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка, определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

		заполняется и включается в работу
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ	Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением с специализированных организации, составить план производства восстановительных работ

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Расчет коммерческой эффективности проекта основывается на сложившихся в мировой инвестиционной практике подходах, основным из которых является расчет денежных потоков, включающий все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы, которые необходимы для реализации проекта [26].

Для технического перевооружения компрессорной станции принято решение применить электроприводные газоперекачивающие агрегаты мощностью 4 МВт.

Мы предполагаем, что в реконструкцию объекта подобного типа необходимы: капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

6.1 Капитальные вложения в реконструкцию

Предполагаемая стоимость реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции определена сводным сметным расчетом [27].

Рассмотрим распределение предполагаемой сметной стоимости реконструкции объекта в таблице 6.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»		
Разраб.		Мачнев М.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веревкин А.В.				67	87
Консульт.		Трубникова Н.В.			ОНД ИШПР 3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Таблица 6.1 - Распределение сметной стоимости реконструкции компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Подготовка территории строительства	65145,28
Основные объекты строительства, всего	1053717,23
Объекты энергетического хозяйства-всего	17857,94
Объекты транспортного хозяйства и связи – всего	133780,37
Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения – всего	56865,59
Благоустройство и озеленение территории - всего	20668,92
Итого по видам работ	1348035,33
Необъемные затраты (резерв средств на непредвиденные затраты)	210218,60
- в том числе возвратные суммы	4489,83
Итого (без НДС)	1558253,93
НДС	1558253,93
Всего по сводному сметному расчету	1838739,62
- в том числе возвратные суммы	8770,32
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1549483,61
Основные фонды	1475931,15

При определении основных фондов из суммы капитальных вложений исключены затраты, не относящиеся к основным фондам [23].

В результате основные фонды по реконструируемой компрессорной станции составят 1475931,15 тыс. руб.

Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции приведены в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 - Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, тыс.руб.
1	2
Работы подготовительного периода, всего	65145,28
Работы основного периода, всего	1282890,99
в том числе:	-
- основные объекты строительства	1053717,00
- объекты энергетического хозяйства	17857,94
- объекты транспортного хозяйства и связи	133780,37
- наружные сети и сооружения, водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	56865,59
- благоустройство и озеленение территории	20668,92
Итого по видам работ	1378868,00
По видам работ (включая резерв)	459871,80
Всего	1838739,62
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1549483,61
Основные фонды	1475931,15

Стоимость реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции (капитальные вложения) составит 1549483,61 тыс. руб. на два года.

6.2 Эксплуатационные расходы

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

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Расход газа, электроэнергии принят по прейскуранту «Внутренние расчетные (оптовые) цены на газ и электроэнергию». Стоимость газа принята по прейскуранту [23, 27].

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала рассчитан на основании уровня среднемесячной заработной платы одного работника, занятого в транспорте газа.

Начисления на зарплату приняты в размере 26 % по нормативным документам, действующим в Российской Федерации.

Амортизационные отчисления основных фондов определены на основании «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

На основании анализа фактических данных отчисления в ремонтный фонд приняты в размере 1% от стоимости основных фондов [54].

Прочие расходы приняты в размере 10 % от суммы всех расходов по смете.

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Годовые эксплуатационные расходы реконструкции компрессорной станции

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена за ед., руб.	Количество	Сумма, тыс.руб.
Электроэнергия	тыс.кВт. час	972,3	85465	80687,79
Газ	тыс.м ³	883	780,9	669,53
Зарплата	тыс.руб.			8658,83
Начисления на заработанную плату	тыс.руб.			2251,29
Амортизационные отчисления	тыс.руб.			98400,33
Отчисления в ремонтный фонд	тыс.руб.			14759,31
Прочие расходы	тыс.руб.			20542,71
Всего	тыс.руб.			225969,80

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода составляют 225969,80 тыс. руб.

6.3 Оценка эффективности инвестиций

Для оценки эффективности инвестиций определена коммерческая эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции. Для расчета коммерческой эффективности реконструкции компрессорной станции приняты следующие параметры [25]: метод оценки – чистый денежный поток в рублях; расчетный период – 21 год; шаг расчета – 1 год; 2007 год начала оценки инвестиций; условия финансирования – собственные средства; ставка дисконта (8 % в год); размер налога на прибыль – 24 %.

Годовой чистый денежный поток определяется как сложение амортизационных отчислений и чистой прибыли.

Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции представлен в таблице 6.3 – 6.7.

В расчете учтена потребность в повторных капиталовложениях для обновления основных фондов (10 % от стоимости капитальных вложений для замены наиболее изнашивающегося оборудования).

Таблица 6.3 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Годы расчетного периода	Производительность до реконструкции, млрд/м ³	Производительность после реконструкции, млрд/м ³	Объем товарного газа, млрд/м ³	Выручка от реализации млн. руб.
1	2	3	4	5
2007	-	-	-	-
2008	7,00	8,14	1,14	1180,69

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

2009	7,00	9,73	2,73	2827,44
2010	7,00	9,76	2,76	2858,51
2011	7,00	9,74	2,74	2837,79
2012	7,00	9,71	2,71	2806,72
2013	7,00	9,69	2,69	2786,01
2014	7,00	9,67	2,67	2765,30
2015	7,00	9,64	2,64	2734,22
2016	7,00	9,62	2,62	2713,51
2017	7,00	9,57	2,59	2682,44
2018	7,00	9,55	2,57	2661,73
2019	7,00	9,52	2,55	2641,01
2020	7,00	9,52	2,52	2609,94
2021	7,00	9,52	2,52	2609,94
2022	7,00	9,52	2,52	2609,94
2023	7,00	9,52	2,52	2609,94
2024	7,00	9,52	2,52	2609,94
2025	7,00	9,52	2,52	2609,94
2026	7,00	9,52	2,52	2609,94
2027	7,00	9,52	2,52	2609,94

Таблица 6.4 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Валовая прибыль КС, млн.руб.	Увеличение чистой прибыли газотранспортного предприятия по всей России, млн.руб.	Увеличение чистой прибыли дочернего предприятия, млн.руб.	Капитальные вложения, млн.руб.
-	-	0,00	1637,33
93,20	387,60	458,43	1595,76
315,11	928,20	1167,69	1615,29
134,25	938,40	1040,43	1454,56
-56,35	931,60	875,25	2212,93
-357,98	921,40	563,42	1262,64
-520,90	914,60	393,70	-
-526,61	907,80	381,19	-
-535,19	897,60	349,89	-
-540,91	890,80	349,89	-
-549,49	880,60	331,11	-
-555,21	873,80	318,59	163,73

-560,93	867,00	306,07	159,58
-569,50	856,80	287,30	161,53
-569,50	856,80	287,30	145,46
-569,42	856,80	287,38	221,29
-436,87	856,80	419,93	-
-321,93	856,80	534,87	-
-205,14	856,80	651,66	-
-101,06	856,80	755,74	-
66,15	856,80	907,07	-

Таблица 6.5 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Себестоимость трансп.доп. объемов газа, млн.руб.	Производственные затраты, млн.руб.	
	всего	в том числе амортизация
1	2	3
854,73	232,76	104,78
2046,84	465,48	206,12
2069,34	654,92	308,58
2054,34	839,80	401,07
2031,85	1132,85	542,52
2016,85	1290,05	622,52
2001,86	1290,05	622,52
1979,37	1979,37	1979,37
1964,37	1964,37	1964,37
1941,88	1290,05	622,52
1926,88	1290,05	622,52
1911,89	1911,89	1911,89
1889,40	1290,05	622,52
1889,40	1290,05	622,52
1889,40	1289,97	622,44
1889,40	1157,42	517,66
1889,40	1042,48	426,80
1889,40	925,69	334,48
1889,40	821,61	252,21
1889,40	654,40	120,11
1889,40	1290,05	622,52
1889,40	1289,97	622,44

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение

Лист

73

Таблица 6.6 - Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Чистый денежный поток, млн.руб.	Коэффициент дисконтирования	Чистый дисконтированный денежный поток, млн.руб
-1637,33	1	-1637,33
-2669,88	0,926	-2593,47
-2911,36	0,857	-2800,42
-3016,91	0,794	-2884,23
-3953,52	0,735	-3572,63
-4110,22	0,681	-3679,34
-3093,99	0,630	-3039,12
-2090,29	0,583	-2453,96
-1105,36	0,540	-1922,10
-132,95	0,500	-1435,90
820,68	0,463	-994,36
1598,06	0,429	-660,87
2367,08	0,397	-355,57
3115,37	0,368	-80,20
3879,73	0,340	179,68
4568,26	0,315	396,57
5505,84	0,290	670,34
6467,51	0,270	929,99
7453,65	0,250	1176,53
8461,59	0,230	1410,37
9488,77	0,220	1631,22

В результате выполненных расчетов были определены интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции (таблица 6.7).

Таблица 6.7 - Интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции

Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
Чистый дисконтированный денежный доход	млн. руб.	1631,22

Срок окупаемости	лет	14
Индекс доходности		1,15549
Внутренняя норма доходности	%	11,652

Таким образом, данные, приведенные в таблице 6.7, свидетельствуют о том, что в целом реконструкция и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции эффективно.

Стоимость реконструкции и технического перевооружения КС составили 1549483,61 тыс. руб..

Заключение

В ходе изучаемого материала была изучена нормативно-техническая документация по данной тематике, был произведен технологический расчет, на основе было установлено:

Давление газа на входе компрессорной станции увеличилось с 2,5-3,0 до 3,8-4,3 МПа, давление газа на выходе компрессорной станции увеличилось с 2,9-3,9 Мпа до 4,8-5,5 МПа. Производительность объекта увеличилась с 15 млн.м³ до 33,3 млн.м³/сутки.

Стоимость технического перевооружения и реконструкции компрессорной станции составила 1549483,61 тыс. руб.

					«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Мачнев М.В.				<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Веревкин А.В.						76	87
<i>Консульт.</i>						<i>ОНД ИШПР 3-2Б4А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							

Список использованной литературы

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.– М.: Недра, 2011. – 246 с.
2. Березин В.А., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов и др. – М.: Недра, 1978.-364 с.
3. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс];
4. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
5. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс];
6. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
7. ГОСТ 12.1.007–76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
8. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
9. ГОСТ 12.1.010–76. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
10. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс];
11. ГОСТ 12.1.029–80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс];
12. ГОСТ 12.1.030–81. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс];
13. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс];

«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мачнев М.В.			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Веревкин А.В.					77	87
Консульт.						<i>ОНД ИШПР з-2Б4А</i>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

14. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
15. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс];
16. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс];
17. ГОСТ Р 22.0.01– 94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс];
18. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс];
19. ГОСТ Р 22.0.07– 91. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс];
20. ГОСТ 14202 – 69. Трубопроводы промышленных предприятий. [Электронный ресурс];
21. ГОСТ 25812–83. «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». [Электронный ресурс];
22. ГОСТ 54500.3.1 – 2011. Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло, [Электронный ресурс];
23. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. [Электронный ресурс];
24. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы: Учебное пособие /. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.
25. Керимов В. Э. Учет затрат, калькулирование и бюджетирование в отдельных отраслях производственной сферы. – М.: Дашков и Ко, 2006г.– 484 с.
26. Коссов В. В. и др. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов – М.: Экономика, 2000. – Т. 2. – 234 с.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

27. Креницына З.В. Ресурсоэффективность отрасли: Учебное пособие /З.В.Креницына. – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2013. – 182 с. □
28. ОНТП 51–1–85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. [Электронный ресурс]; □
29. Официальный сайт ОАО «Газпром». [Электронный ресурс];
30. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]; □
31. ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]; □
32. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]; □
33. РД 03–29–93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс]; □
34. РСН 68–87.Проектирование объектов промышленного и гражданского назначения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. [Электронный ресурс];
35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–2003. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]; □
36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]; □
37. СНиП 2.01.07–85. Нагрузки и воздействия. [Электронный ресурс];
38. СНиП 2.02.04–88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. [Электронный ресурс]; □
39. СНиП 2.04.05–86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]; □
40. СНиП 23–01–99*. Строительная климатология. [Электронный ресурс];
41. СНиП 42–01–2002. Газораспределительные системы. [Электронный ресурс];

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

42. Справочник работника газовой промышленности: справочное издание, М.М. Волков – М.: Недра, 1989. – 286 с.;
43. СП 2.6.1–758 – 99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс];
44. СП 36.13330 – 2011. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс];
45. СП 52.13330 – 2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс];
46. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс];
47. СТО Газпром 2–3.5–051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. [Электронный ресурс];
48. СТО Газпром 2–3.5–253–2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. [Электронный ресурс];
49. СТО Газпром 2–2.3– 351– 2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».[Электронный ресурс];
50. СТО Газпром 2–3.5–454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс];
51. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс];
52. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс];
53. Шайхутдинов А.З., Щуровский В.А., Стратегия развития газотранспортной системы России, Газотурбинные технологии, 2012г.– 12 с.
54. Шепеленко Г.И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: Учебное пособие / Г. И. Шепеленко. – 2-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: МарТ, 2000г. – 544 с.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А

(рекомендуемое)

Первый этап технического перевооружения КС

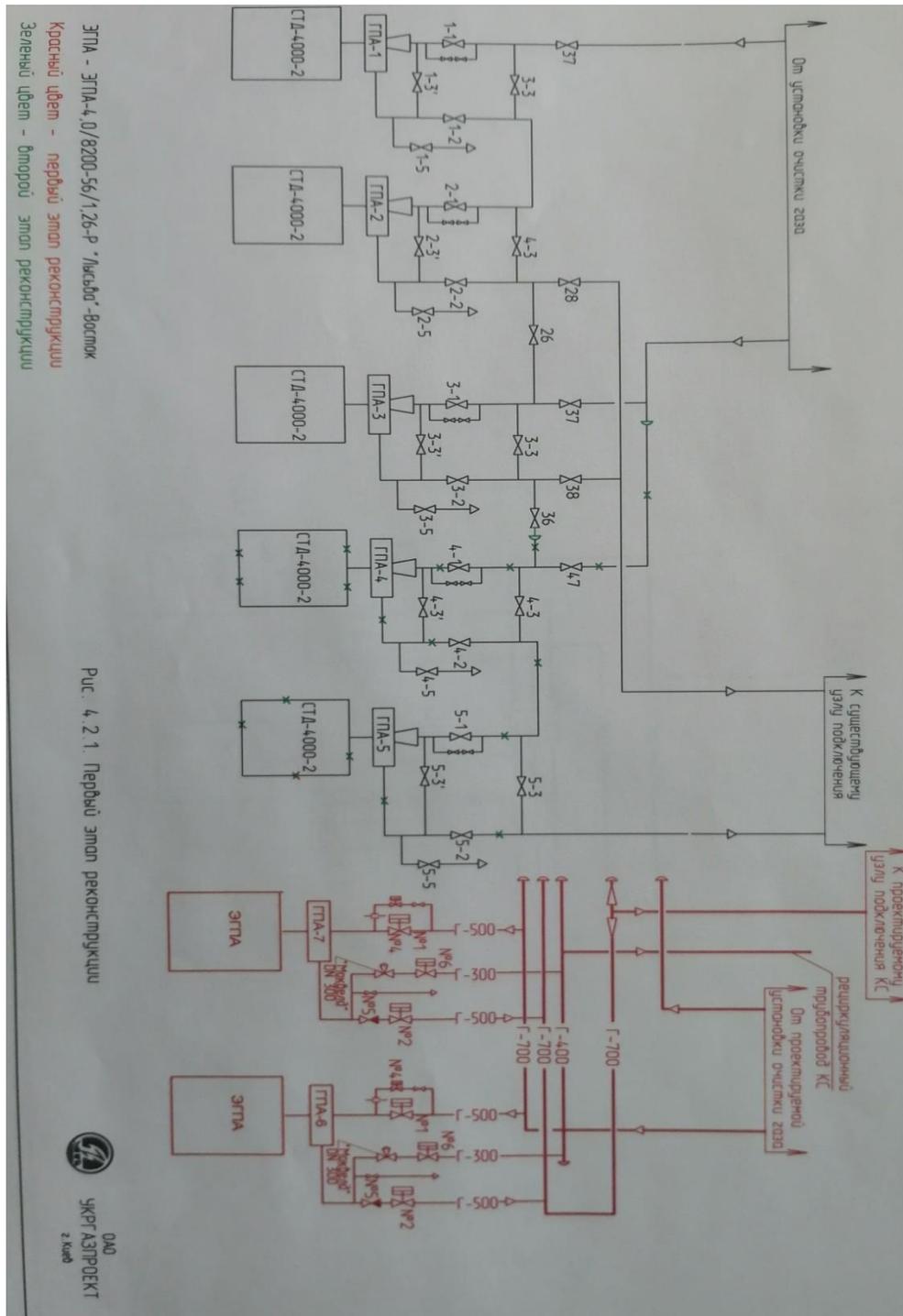


Рис. 4.2.1 Первый этап реконструкции

«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Мачнев М.В.		
Руковод.		Веревкин А.В.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		

Приложения

Лит.	Лист	Листов
	81	87

ОНД ИШПР 3-2Б4А

Приложение В

(рекомендуемое)

Второй этап технического перевооружения КС

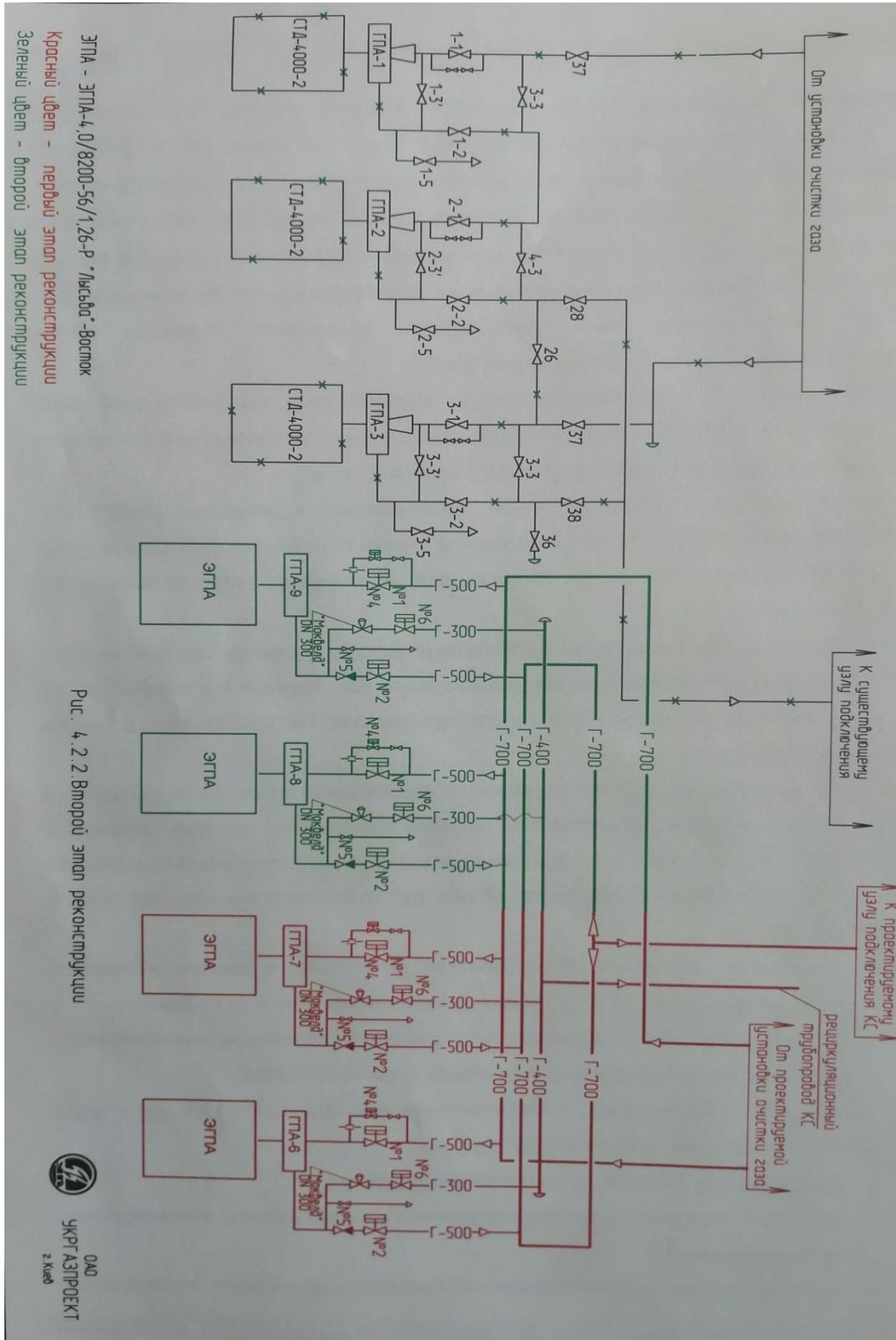


Рис. 4.2.2. Второй этап реконструкции

ОАО
УКРГАЗПРОЕКТ
2 Киев

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение С

(справочное)

Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ

Таблица С.1- Основные критические параметры индивидуальных газов и веществ

Вещество, газ	P _к		T _к , К
	кгс/см ²	МПа	
1	2	3	4
Метан	47,32	4,640	190,66
Этан	49,80	4,884	305,46
Пропан	43,39	4,255	369,90
н-Бутан	38,74	3,799	425,20
изо-Бутан	37,19	3,647	408,10
н-Пентан	34,40	3,373	469,50
изо-Пентан	34,59	3,392	460,40
Гексан	30,89	3,029	507,30
Гептан	27,90	2,736	540,30
Октан	25,42	2,493	568,60
Азот	34,61	3,394	126,20
Водород	13,22	1,296	33,26
Водяно пар	225,55	22,119	647,30
Кислород	51,67	5,076	154,80
Сероводород	91,85	9,007	373,60
Двуокись углерода	75,32	7,386	304,26
Окись углерода	35,64	3,495	132,96
Двуокись азота	103,32	10,132	431,00
Окись азота	68,85	6,752	180,30
Двуокись серы	80,28	7,873	430,70
Криптон	56,10	5,501	209,40
Хлор	78,83	7,711	417,20
Этилмеркаптан	56,00	5,492	499,10
Вода	230,04	22,853	647,40

Приложение D

(справочное)

Основные константы индивидуальных газов и жидкостей

Таблица D.1- Основные константы индивидуальных газов и жидкостей

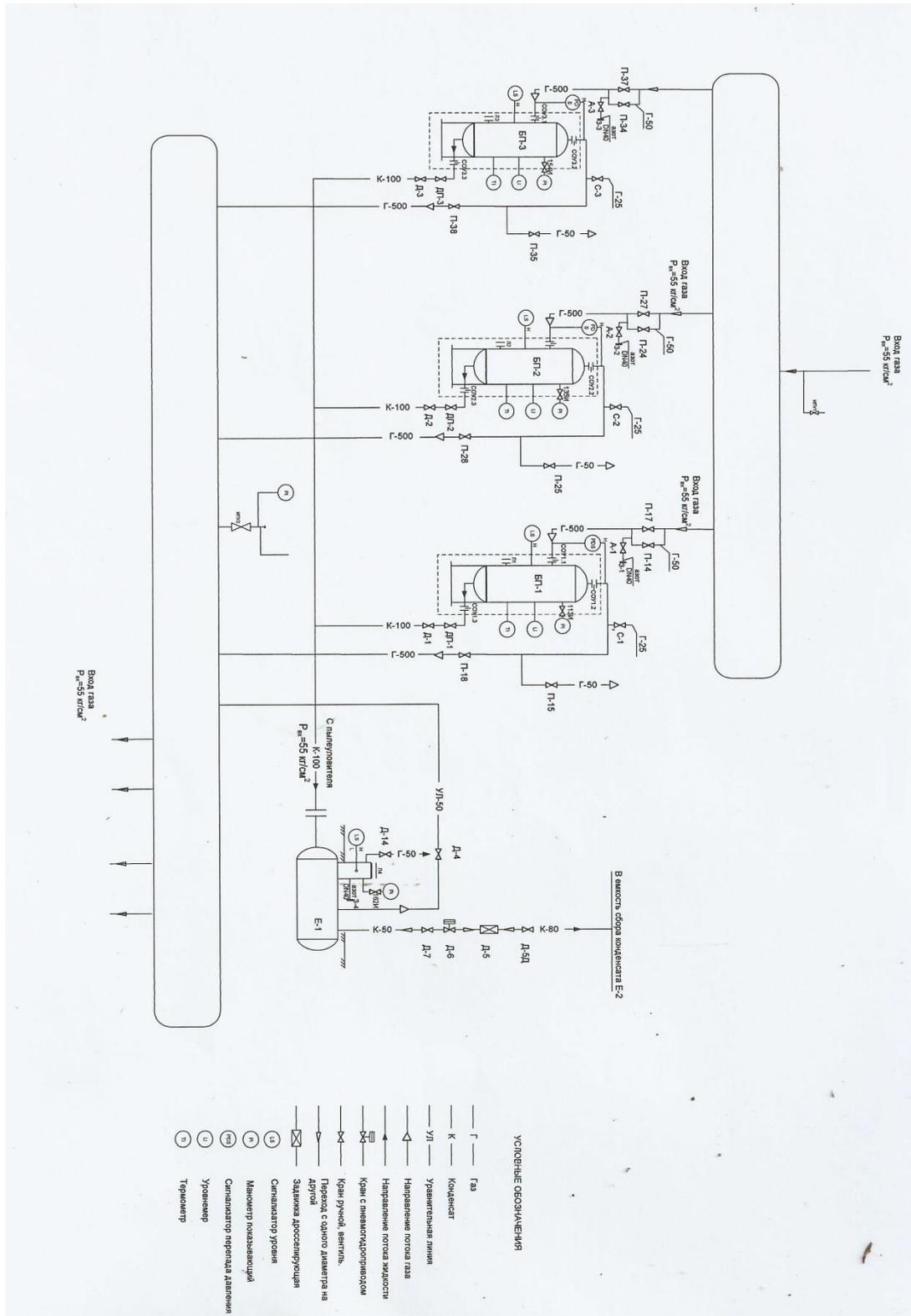
Вещество	Молярная масса	Плотность, кг/м ³		Коэффициент сжимаемости и при 20 ⁰ С и 0,1013 МПа	Вязкость при 20 ⁰ С и 0,1013 МПа
		при 0 ⁰ С 0,1013 МПа	при 20 ⁰ С 0,1013 МПа		
1	2	3	4	5	6
Метан	16,042	0,7172	0,6681	0,9980	1,0484
Этан	30,068	1,3548	1,2600	0,9917	0,8720
Пропан	44,094	2,0090	1,8569	0,9821	0,7649
н-Бутан	58,120	2,7010	2,4947	0,9668	0,6956
изо-Бутан	58,120	2,6803	2,4911	0,9701	0,7027
н-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6354
изо-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6507
Гексан	86,178	3,7484	3,5849	0,9134	0,6119
Гептан	100,198	4,4731	4,1679	-	0,550
Октан	114,220	5,030	4,687	-	0,503
Азот	28,016	1,2501	1,1889	0,1998	1,6981
Водород	2,016	0,0898	0,0837	1,0008	0,85
Воздух	28,960	1,2928	1,2046	0,9996	1,7419
Водяной пар	18,016	0,8041	0,7469	-	0,8006
Сероводород	34,082	1,5358	1,4311	0,9905	1,2025
Оксид углерода	28,011	1,250	1,165	0,9997	1,6951
Двуокись азота	46,006	2,055	1,915	-	-
Оксид азота	30,01	1,340	1,249	-	1,8358

Двуокись серы	64,06	2,947	2,727	-	1,1804
Хлор	70,91	3,233	3,012	-	1,2698
Этилмеркаптан	62,13	0,840	-	-	-
Вода	18,12	1	998,2	-	102,4
Двуокись углерода	44,011	1,9767	1,8346	0,9945	1,3942

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Приложение F (рекомендуемое)

Технологическая схема узла очистки газа КС



Лист	№ докум.	Подпись	Дата		