

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»

УДК 622.691.4.053.004.5: 551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Асеев А. Е.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н. В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 с., 26 рис., 19 табл., 51 источник, 1 прил.

Ключевые слова: газораспределительная станция, магистральный газопровод, планово-предупредительный ремонт, капитальный ремонт, диагностика, контроль, расчет, затраты, безопасность.

Объектом исследования является: газораспределительная станция «Апрель».

Цель работы – исследование методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере газораспределительной станции «Апрель».

В процессе исследования проводились расчеты по определению остаточного ресурса элементов технологических трубопроводов основного назначения, прочностной расчет газопровода-отвода к газораспределительной станции «Апрель»; рассмотрены вопросы исследования различных методов поддержания технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии; была изучена нормативно-техническая документация в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации. Выявление опасных и вредных производственных факторов, изучение охраны окружающей среды и защиты в чрезвычайных ситуациях при капитальном ремонте. Определение полной стоимости проведения работ по капитальному ремонту ГРС и срока окупаемости проекта.

В результате исследования изучены различные методы поддержания технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии. Также было изучено, что при выполнении планово-предупредительных ремонтов, капитального ремонта, модернизации и замены морально и физически изношенного оборудования, узлов и систем, повышается надежная и безопасная эксплуатация газораспределительных станций. На основании комплексного диагностического обследования ГРС «Апрель» и расчета остаточного ресурса элементов технологических трубопроводов основного назначения ГРС сделан вывод, что диагностируемые ТТОН допускаются к дальнейшей эксплуатации в составе ГРС при рабочих параметрах на срок не более 5 лет. Также был произведен технологический расчет для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель»

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, комплексное диагностическое обследование, монтаж элементов технических трубопроводов основного назначения, внедрение системы автоматического управления ГРС.

Степень внедрения: исследованные методы повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций характеризуются эффективностью и широко применяются на практике.

Область применения: описанные методы надежной и безопасной эксплуатации ГРС широко распространены во всем обществе ПАО «Газпром» в области эксплуатации ГРС.

Экономическая эффективность/значимость работы: полная стоимость работ по капитальному ремонту газораспределительной станции составит 27661226 руб. Проведение данных работ будет являться целесообразным в связи с коротким сроком окупаемости проекта (0,85 года).

Оглавление

Определения и сокращения	5
Введение	7
1. Литературный обзор	10
1.1. Понятие газораспределительной станции	10
1.2.1. Структурная схема ГРС	12
1.3. Описание технологической схемы ГРС	15
2. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС	17
2.1. Ремонтно-техническое обслуживание ГРС в процессе эксплуатации	22
3. Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	23
3.1. Общие данные объекта капитального ремонта	23
3.3. Состав работ по капитальному ремонту ГРС «Апрель»	26
3.4. Основные этапы производства работ	27
3.5. Временная ГРС на период капитального ремонта	34
3.5.1. Технологическая схема временной ГРС	36
3.6. Автоматизация управления технологическими процессами	38
3.7. Электрохимическая защита	41
4. Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	41
4.1. Диагностирование надземных газопроводов	43
4.1.1. Визуальный и измерительный контроль	43
4.1.2. Ультразвуковая толщинометрия	46
4.1.3. Ультразвуковой контроль сварных соединений	46
4.1.4. Контроль физико-механических свойств металла	47
4.1.5. Вибрационный контроль	47
4.1.6. Контроль изгибных деформаций	47
4.2. Диагностирование подземных газопроводов с поверхности земли	48
4.2.1. Контроль состояния средств ЭХЗ и электрозащитности подземных газопроводов	48
4.2.2. Контроль состояния изоляционного покрытия и глубины залегания подземных газопроводов	51
4.3. Контроль технического состояния запорной, регулирующей, предохранительной арматуры	53
4.4. Проверка работоспособности и соответствия нормативным требованиям защитной автоматики, аварийной сигнализации, связи, контрольно-измерительных приборов, устройств учета газа	54

4.4.1. Проверка технического состояния защитной автоматики, аварийной сигнализации и связи	55
4.4.2. Проверка технического состояния контрольно-измерительных приборов	56
4.4.3. Проверка технического состояния устройств учета газа	57
4.5. Проверка соблюдения требований безопасной эксплуатации узла предотвращения гидратообразований.....	57
4.6. Мероприятия по дальнейшей эксплуатации	59
5. Расчетная часть	60
5.1. Определение остаточного ресурса элементов ТТОН ГРС	60
5.1.1. Прочностные расчеты элементов ТТОН ГРС	60
5.1.2. Расчет остаточного ресурса элементов по скорости коррозионно-эрозионного износа.....	65
5.2. Расчёт газопровода-отвода к ГРС на прочность.....	68
Заключение.....	73
Список использованных источников.....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	79

Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

АГРС – автоматическая газораспределительная станция

БК-ГРС – блочно-комплектные газораспределительные станции

БПГ – блок подогрева газа

БСУ – быстросъемное сужающее устройство

ВГРС – временная газораспределительная станция

ЕСК – емкость сбора конденсата

ЕХО – емкость хранения одоранта

ЗРПА – запорная, регулирующая, предохранительная арматура

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и средства автоматики

КИП – контрольно-измерительные пункт

КП – контролируемые пункты

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба

НТД – нормативно-техническая документация

ПДК – предельно допустимая концентрация

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПУ – пульт управления

САУ – система автоматического управления

СИиА – средства измерения и автоматики

СИ – средства измерения

СКЗ – станция катодной защиты

ТО – техническое обслуживание

ТТОН – технологические трубопроводы основного назначения

УДКС – устройство дистанционного контроля и сигнализации

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Асеев А.Е.				Определения и сокращения		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
И.О.Зав.каф.	Бурков П.В.						
						Лит.	Лист
							5
							2
						НИ ТПУ группа 2БМ5А	

УК – ультразвуковой контроль

УСБ – сужающее быстросменное устройство

ЭХЗ – электрохимзащита

					Определения и сокращения	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Природный газ, важнейший сырьевой ресурс, передается по газовым сетям на большие расстояния под высоким давлением. Однако, это давление не подходит для местных газораспределительных сетей для подачи газа в коммунальные предприятия, промышленные, общественные и жилые здания.

Через газораспределительные станции (ГРС) газ поступает из магистральных газопроводов.

Когда газ проходит через ГРС – его давление снижают до той величины, которая необходима потребителю и поддерживают его на одном уровне.

Дросселирование газа осуществляется в несколько потоков, на каждом из которых устанавливается соответствующий регулятор давления.

На газораспределительной станции газ подогревают-это делают для того, чтобы избежать гидратообразования при дросселировании. При подогреве температура должна быть на таком уровне, на котором влагосодержание насыщенного газа будет больше влагосодержания газа, который поступает на ГРС. Также, помимо подогрева природный газ подвергается очистке и одоризации.

Актуальность и практический аспект данной работы связаны с тем, что большинство используемых в настоящее время ГРС были построены 12-20 лет назад. А между тем оборудование ГРС стареет морально и физически, производительность с течением времени становится недостаточной для обеспечения стабильного давления в газовых распределительных сетях и для безопасной эксплуатации технологического оборудования. Также за счет устаревшего оборудования отмечаются большие потери при транспортировке и учете газа. ГРС, на которых установлено изношенное оборудование, не соответствуют современным требованиям, и требуют модернизации или полной замены.

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Асеев А.Е.			Ведение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.						7	3
Консульт.						НИ ТПУ группа 2БМ5А			
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.							

Все это вынуждает ОАО «Газпром» модернизировать старые ГРС, а там, где это необходимо строить новые.

Как и во всем Обществе «Газпром» перед ООО «Газпром трансгаз Томск» остро стоит вопрос повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций.

Надежную и безопасную эксплуатацию ГРС обеспечивают:

- поддержанием технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии;
- выполнением плановых ремонтов, капитального ремонта, модернизацией и заменой морально и физически изношенного оборудования, узлов и систем;
- диагностированием и контролем технического состояния технологического оборудования, узлов и систем;
- принятием предупредительных и оперативных мер по предотвращению возможных инцидентов и аварий.

Целью выпускной квалификационной работы является исследование методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель».

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучение нормативно-технической документации в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации;
- проведение литературного обзора по указанной тематике;
- исследование современных методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций;
- разработка рекомендаций по обеспечению эксплуатации на основе комплексного диагностического обследования ГРС «Апрель»;
- определение остаточного ресурса элементов технологических трубопроводов основного назначения ГРС;

					Введение	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– выполнение технологических расчетов для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель».

Актуальность темы дипломной работы связана со значительным распространением исследуемых методов повышения надежной и безопасной эксплуатации ГРС и заключается в необходимости разработки рекомендаций по совершенствованию работы в рассматриваемой области.

Объект исследования: ГРС «Апрель».

Предмет исследования: анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации ГРС.

					<i>Введение</i>	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Литературный обзор

С помощью справочника [1] А.А. Данилова можно узнать о назначениях, устройстве, условиях эксплуатации, требованиях к помещениям и особенностях обслуживания газораспределительных станций. Кроме А.А. Данилова подобными вопросами занимались М.Б. Хадиев [2], а также Р.А. Кантюков [3].

1.1. Понятие газораспределительной станции

В конце каждого МГ или его отвода сооружают ГРС. Газ, который транспортируется по МГ, является высоконапорным. Такой газ нельзя подавать непосредственно потребителям, так как, специальное газовое оборудование, которое применяют в быту и в промышленности, не рассчитано на столь высокое давление. Помимо этого, природный газ необходимо очистить от различных примесей, таких как конденсат и механические частицы. Это нужно для того, чтобы обеспечить безопасную работу оборудования. Ну и конечно, для того чтобы потребитель сразу же смог обнаружить утечку газа, ему нужно придать специфический резкий запах. Действие, в следствие которого газу придают запах называется одоризацией.

Одоризация, очистка, понижение давления газа до требуемого уровня, а также измерение расхода происходит на газораспределительной станции [2].

В качестве иллюстрации, на рисунке 1.1 показана схема компоновки узлов (блоков) промышленно выпускаемых блочно-комплектных ГРС типа БК-ГРС.

1.2. Назначение и классификация ГРС

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снабжения газом от магистральных и промысловых газопроводов следующих потребителей [6]:

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Асеев А.Е.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					10	7
Консульт.						НИ ТПУ группа 2БМ5А		
И.О.Зав.каф.		Бурков П.В.						

1. Объекты газонефтяных месторождений (на собственные нужды);
2. Объекты газокomppressorных станций (на собственные нужды);
3. Объекты малых и средних населенных пунктов;
4. Электростанции;
5. Промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты.

ГРС выполняет следующие функции:

1. Очистку газа от механических примесей и от конденсата;
2. Подогрев газа;
3. Редуцирование до заданного давления и постоянное поддержание его с определенной точностью;
4. Измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
5. Одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю.

В зависимости от производительности, исполнения, количества выходных коллекторов газораспределительные станции условно делятся на три большие группы:

1. Малой.
2. Средней.
3. Большой производительности.

К станциям малой производительности (1,0–50,0 тыс. м³/ч) относятся несколько типов АГРС, изготовленных разными заводами, все технологическое оборудование которых размещается в нескольких металлических шкафах. Из этого ряда АГРС наиболее распространены станции типа АГРС-1/3, «Энергия-1», «Энергия-3» [1].

К станциям средней производительности (50,0–160,0 тыс. м³/ч) относятся БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям; часть технологического оборудования размещается в блок-боксах, а другая часть – на открытой

					Литературный обзор	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

площадке (узлы очистки, одоризации, подогреватели); в блок-боксе находятся регуляторное оборудование, КИПиА, система отопления блоков. Из этого ряда станций наиболее распространены БК-ГРС-I-30, БК-ГРС-II-70, БК-ГРС-I-150.



Рисунок 1.1 – БК-ГРС

К станциям большой производительности (от 160,0 до 1000,0 тыс. м³/ч и более) относятся станции, построенные по индивидуальным проектам, как правило, это ГРС и контрольно-распределительные пункты (КРП), подающие или распределяющие газ для крупных промышленных объектов и районов [2].

1.2.1. Структурная схема ГРС

ГРС содержит (рис. 1.2.1) следующие основные блоки: технологический, управления КИПиА, источников.

Кроме того, ГРС содержит укрытия для основных блоков, дом операторов (на отдельной площадке) и вспомогательные блоки связи, электрохимической защиты, охранной сигнализации.

Основным блоком ГРС является технологический. В свою очередь, в составе этого блока имеются подблоки переключения, очистки, подогрева, редуцирования, учета количества газа и одоризации. Эти подблоки включены последовательно в порядке перечисления, кроме блока переключения.

К ГРС и размещению оборудования в ней предъявляются следующие требования:

					Литературный обзор	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. В блоке переключения ГРС должны быть предусмотрены: краны с пневмоприводом на входном и выходном газопроводе; обводная линия, соединяющая входной и выходной газопроводы, оснащенная двумя кранами – первый по ходу газа – отключающий, второй для ручного регулирования при отключении станции; предохранительные клапаны с переключающими трехходовыми кранами на каждом выходном газопроводе и свечой для сброса газа; изолирующие фланцы на входном и выходном газопроводах для сохранения потенциала катодной защиты [2].

2. Блок отключения должен располагаться на расстоянии не менее 10 м от здания ГРС.

3. В блоке очистки должен быть предусмотрен автоматический слив конденсата в подземный резервуар.

4. Количество редуцирующих ниток определяется исходя из производительности ГРС, но не менее двух, причем одна из них резервная. При производительности ГРС более 100 тыс. м³/час допускается предусмотреть дополнительную линию постоянного расхода с ручным краном или другим дросселирующим устройством с расходом, составляющим 30...40% от максимальной пропускной способности ГРС.

5. Автоматическая защита редуцирующих ниток должна осуществляться кранами с пневмоприводом или с помощью контрольных регуляторов.

Редуцирующие нитки могут выполняться:

а) по схеме защиты на кране с пневмоприводом, состоящей из крана с пневмоприводом, регулятора давления и ручного крана;

б) по схеме защиты с контрольным регулятором, состоящей из ручного крана, контрольного и рабочего регуляторов;

в) по схеме защиты с кранами с пневмоприводами, состоящей из крана с пневмоприводом, ручного крана для дросселирования и крана с пневмоприводом [2].

6. Блок измерения расхода отпускаемого потребителю газа должен соответствовать требованиям ГОСТ 8.563.1–97, ГОСТ 8.563.2–97.

					Литературный обзор	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Отбор газа на собственные нужды должен осуществляться от выходного газопровода ГРС после одоризации.

8. Следует предусмотреть виброшумопоглощающую изоляцию надземных газопроводов.

9. Скорость газа в трубах ГРС не должна превышать 25 м/с.

10. Газ, который подают потребителям в населенные пункты обязательно должен быть одорирован. Блок одоризации, как правило, устанавливается на выходе станции. Для того, чтобы одорировать газ, рекомендуется использовать этилмеркаптан. Не менее 16 г на 1000 м³ газа требуется одоранта, при температуре 20°С и давлении 101325 Па. Газ, который подается различным промышленным предприятиям и электростанциям, допускается не одорировать. Это осуществляется по согласованию с органами Государственного надзора и с потребителями.

11. При помощи специальных кранов с пневмоприводом, автоматическая защита обязана обеспечить включение в работу резервной нитки в случае недопустимого отклонения давления газа на выходе рабочей нитки. Затем, должна включиться аварийная электрическая сигнализация в операторной газораспределительной станции или, при надомном обслуживании, в доме оператора.

12. Между ГРС, потребителем и диспетчером ЛПУМГ должна быть предусмотрена связь, отвечающая нормативным требованиям.

13. Должна быть обеспечена электрохимзащита оборудования и труб от коррозии, защита ГРС от прямых ударов молнии, электростатического напряжения и электромагнитной индукции, а также предусмотрен общий контур для заземления электроустановок и технологического оборудования, отвечающий требованиям [3].

14. ГРС должна быть обеспечена средствами телемеханики, позволяющими произвести измерение давлений, температур газа на входе и выходе из станции, расхода газа по потребителям и передачу информации о

					Литературный обзор	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состоянии катодной защиты станции и аварийных ситуациях диспетчеру ЛПУМГ.

15. ГРС должна быть обеспечена электроэнергией напряжением 380/220В по III категории надежности, наружным электроосвещением и при надомном обслуживании служебным домом или квартирами для операторов [8].

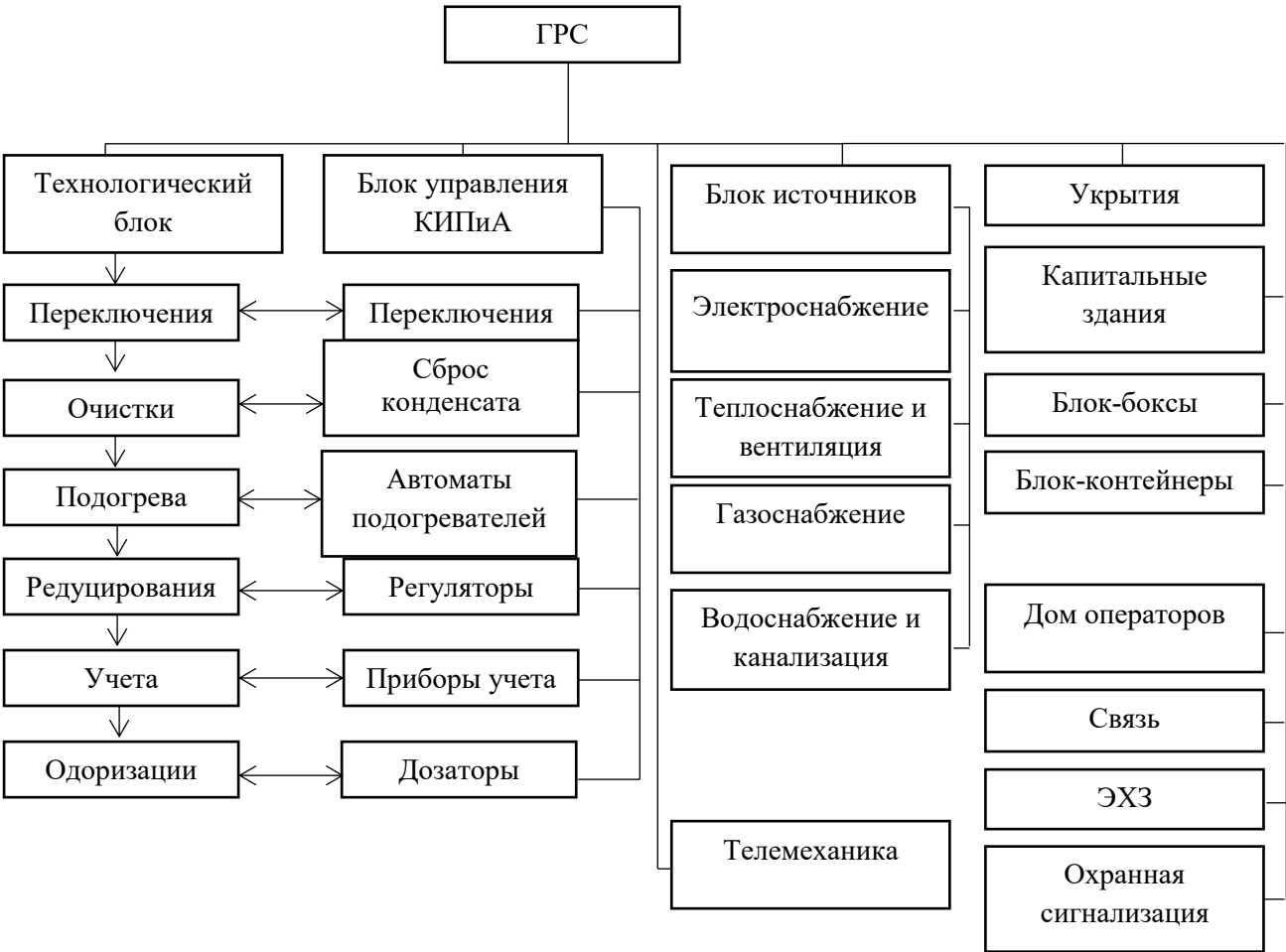


Рисунок 1.2.1 – Структурная схема газораспределительной станции

1.3. Описание технологической схемы ГРС

ГРС осуществляет работу следующим образом: газ высокого давления, пройдя охранный кран, поступает на вход ГРС из магистрального газопровода в узел переключения. Трубопровод подвода газа выполнен подземно.

Пройдя входной кран, газ из блока переключения проходит через расходомер, где происходит замер расхода газа входной линии.

Затем газ поступает в блок очистки, где очищается от механических

примесей и капельной влаги. Отделение жидкости осуществляется за счёт закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения. Жидкость из нижней части пылеуловителя сливается в ёмкость конденсата, расположенную на площадке ГРС [3].

Далее очищенный газ направляется на узел редуцирования, при этом часть газа проходит через узел подогрева для предотвращения гидратообразования.

Типоразмер и количество блоков подогрева газа подобраны из условий обеспечения требуемой температуры газа на выходе ГРС (не менее 5°C), нормальной для работы оборудования станции и исключения его оледенения.

В блоках редуцирования малых расходов и больших расходов снижение давления осуществляется регуляторами давления. Каждая нитка редуцирования выполнена по схеме: кран с дистанционно управляемым приводом, два последовательно установленных регулятора давления, кран с ручным приводом.

Газ из узла редуцирования поступает на коммерческий узел замера. Измерение расхода осуществляется по методу перепада давления с помощью сужающих устройств. Трубопроводы узла замера имеют свечи для сброса давления и штуцера подачи инертного газа (азота) при продувке.

Затем, пройдя отключающие краны, расположенные в блоке переключения газ одорируется с помощью блоков одоризации. Одоризация газа производится автоматически, пропорционально расходу газа. Для хранения запаса одоранта предусматривается подземная емкость одоранта.

Схемой ГРС предусматривается возможность непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя ГРС, по обводной линии (байпасу), расположенной в блоке переключения [1].

					Литературный обзор	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС

Для поддержания технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии выполняют техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на газораспределительной станции.

Система ТО и ППР оборудования ГРС должна обеспечивать своевременное и качественное выполнение работ, направленных на поддержание их исправного состояния.

Система ТО и ППР включает [8]:

- техническое обслуживание оборудования ГРС: контрольный осмотр, ежесменное обслуживание, еженедельное, ежемесячное, ежеквартальное, полугодовое, техническое обслуживание в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и при определенной наработке оборудования;
- плановые ремонты (текущий, капитальный);
- инструментальные проверки (испытания), предусматривающие определение и подтверждение параметров работоспособности;
- работы, связанные с сопровождением встроенного программного обеспечения программно-технических комплексов;
- внеплановые (аварийные) ремонты оборудования.

Периодическое техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности оборудования через установленные в эксплуатационной документации интервалы времени.

При выполнении работ по ТО и ППР должен соблюдаться комплексный подход. Вспомогательное оборудование, технологически связанное с основным, ремонтируется одновременно с основным для сокращения времени

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Асеев А.Е.			Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.							17	6
Консульт.								НИ ТПУ группа 2БМ5А		
И.О.Зав.каф.		Бурков П.В.								

простая основного оборудования.

Планирование ТО и ППР объектов осуществляется в соответствии со сроками, установленными соответствующими документами ОАО «Газпром». Для каждого вида оборудования разрабатывается план-график ППР, учитывающий следующее:

- план-график ППР основного оборудования;
- годовой план-график ППР СИиА;
- график проверок и калибровки СИ;
- положения нормативных документов, действующих в ОАО «Газпром»,

межремонтный ресурс СИиА согласно эксплуатационной документации, а также длительность ремонта СИиА;

– длительность ремонта вспомогательного оборудования, технологически связанного с ремонтируемыми СИиА, которое обслуживается и ремонтируется одновременно с СИиА [40].

Система планово-предупредительных ремонтов – это комплекс организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, эксплуатации и ремонту технологического оборудования, направленных на предупреждение преждевременного износа деталей, узлов и механизмов и содержание их в работоспособном состоянии.

Смысл системы планово-предупредительного ремонта состоит в том, что проводятся профилактические осмотры, а также, разные виды плановых ремонтов. Это происходит тогда, когда конкретное оборудование отработало определенное время. Периодичность и продолжительность такого ремонта зависит от особенностей оборудования – ремонтных и конструктивных, а также условий его эксплуатации.

Уход за оборудованием и различные профилактические мероприятия по его содержанию также входят в систему ППР. Данная система не позволяет работать оборудованию, которое прогрессирует в своем износе, а также предварительно предусматривает изготовление деталей и узлов, потребность

					Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в материальных и трудовых ресурсах и планирование ремонтных работ.

Главное составляющее ППР – надзор и уход (внутрисменное обслуживание), а также выполнение плановых ремонтов оборудования. В содержание ППР также входит проведение профилактических осмотров оснащения. Обычно, осмотры возлагаются на эксплуатационных работников.

Хотя система ППР вкладывает в себя безаварийную модель эксплуатации и ремонта оснащения, иногда проводятся внеплановые ремонты. Такие ремонты могут быть произведены в случае аварий или изношенности оборудования.

Существует два вида ремонта оборудования, которые предусматривает система ППР: текущий и капитальный.

Текущий ремонт – это разновидность ремонта, в который входит обеспечение нормальной эксплуатации оборудования до следующего планового ремонта. Пока идет текущий ремонт, неисправности устраняют при помощи восстановления или замены отдельных деталей узлов.

Во время текущего ремонта проводится проверка технического состояния основных частей. Устраняются различные обнаруженные неисправности и выполняются регулировочные работы.

На основании итогов плановых проверок в процессе эксплуатации газораспределительной станции, руководство ЛПУМГ определяет, нужно ли проводить текущий ремонт оборудования и систем.

В зависимости от того, в каком техническом состоянии находится газораспределительная станция решается, проводить ли капитальный ремонт. Во время такого ремонта заменяют основные узлы и детали, в том числе, и оборудование. Работы следует относить к капитальному ремонту, если проводятся комплексные замены узлов и блоков ГРС, или даже полная замена на другую станцию с такой же точно производительностью [8].

Во время ремонта запорных каналов, которые находятся на линиях редуцирования, а также другого оборудования, подачу газа потребителям

					Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

следует производить по линии, которая называется обводной. Инструкция этих действий разрабатывается ЛПУМГ (Организацией).

Чтобы провести ремонтные или профилактические работы, газораспределительная станция должна быть остановлена 1 раз в год. Работы, которые связаны с отключением станции, должны проводиться в тот период, когда отбор газа происходит наименее интенсивно. Отключение обязательно должно быть согласованно с потребителем. Если вдруг, на ГРС возникла предаварийная ситуация, которая требует срочной остановки оборудования для проведения ремонтных работ, то в таком случае, станцию можно остановить без согласия потребителя, но уведомить его об этом нужно в обязательном порядке. Для проведения ремонтно-профилактических работ, инструкция по последовательным действиям остановки ГРС должна быть оговорена в техническом соглашении между потребителем и поставщиком.

Во время проведения ремонтных работ обязаны выполняться действия, которые будут направлены на повышение технико-экономических показателей и обеспечение безопасной эксплуатации оборудования.

Конструктивные изменения в технологических схемах могут быть проведены согласно разработанному проекту, который согласован и утвержден в установленном порядке.

В каждом линейном производственном управлении на будущий осенне-зимний сезон должен быть разработан план мероприятий по обеспечению безаварийной работы ГРС.

В таком плане подготовки станции к эксплуатации в данный период первоначально должны быть предусмотрены:

- наладка и проверка системы, которая отвечает за подогрев газа, систем отопления и вентиляции, оборудования КИПиА, ЭХЗ, электрооборудования;
- осмотр сооружений и зданий;
- осмотр и ремонт сальниковых уплотнений и фланцевых соединений;
- смена смазки в редукторах;

					<i>Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– проверка герметичности соединительных линий и запорной арматуры на них;

– проверка состояния первичных средств пожаротушения;

– проведение дополнительных противоаварийных тренировок дежурного персонала ГРС.

Главное оборудование станции после ремонта проверяется в работе под нагрузкой не менее 48 часов, а точнее в сроки, которые указал завод-изготовитель. Если дефекты отсутствуют в течение указанного времени, то оборудование можно принять в эксплуатацию. Любые работы, которые выполнены по ремонту основного оборудования должны быть приняты руководством ЛПУМГ по акту, к которому обязана быть приложена техническая исполнительная документация (документация на работы по модернизации и реконструкции оборудования, намеченные к выполнению в период ремонта и (или) ремонтная документация). О тех работах, которые были сделаны во время ремонта вспомогательного оборудования, нужно сделать подробные записи в специальном ремонтном журнале или в паспорте оборудования [8].

Сборка и сварка, а также контроль качества сварных соединений должны удовлетворять требованиям действующих НТД.

С целью оценки технического состояния оснащения и коммуникаций газораспределительной станции нужно проверять техническое состояние надземных и подземных газопроводов по тем программам, которые были разработаны в Организации.

Чтобы проводить работы по проверке технического состояния трубопроводов, организация должна иметь лицензию на право проведения данных работ [8].

Для газораспределительных станций, которые работают более 20 лет, вне зависимости от условий ее эксплуатации, конструктивного исполнения и назначения, должна быть проведена комплексная техническая диагностика технологической обвязки ГРС по «Методике проведения диагностирования

					Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводов и обвязок технологического оборудования ГРС». Далее, по итогам диагностирования назначается следующий срок ее проведения, но не реже, чем один раз в пять лет.

2.1. Ремонтно-техническое обслуживание ГРС в процессе эксплуатации

Периодическое техническое обслуживание ГРС заключается в выполнении комплекса операций на действующем оборудовании, системах и приборах в соответствии с заводскими и производственными инструкциями. Периодическое техническое обслуживание ГРС осуществляется:

- при централизованной форме обслуживания - персоналом службы ГРС и персоналом соответствующих служб ЛПУ по утвержденному графику;
- при периодической, надомной и вахтенной формах обслуживания - персоналом службы ГРС каждую смену и соответствующих служб ЛПУ по утвержденному графику.

Текущий ремонт оборудования и систем ГРС проводится по мере необходимости персоналом службы ГРС и соответствующими службами ЛПУМГ. К текущему ремонту относятся:

- замена или восстановление отдельных деталей и узлов;
- промывка, протирка, смазка частей и набивка сальников запорных кранов, задвижек;
- покраска корпуса, опрессовка и регулировка на заданное давление предохранительных клапанов;
- покраска наружных поверхностей трубопроводов, оборудования, арматуры и систем;
- устранение утечек газа и подтеков жидкости;
- частичный ремонт и покраска фундаментов и ограждений.

					<i>Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт на ГРС</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Капитальный ремонт ГРС «Апрель»

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций выполняют капитальный ремонт станций. В качестве примера в данной работе, для описания методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций, была выбрана ГРС «Апрель».

Капитальный ремонт проводится в зависимости от технического состояния ГРС и связан с заменой основных узлов и деталей, в том числе и оборудования. А также в случае комплексной замены блоков и узлов ГРС или полной замены на другую ГРС аналогичной производительности.

Уровень надежной и безопасной эксплуатации ГРС зависит от качества технического обслуживания и проведения ремонтных работ. Высокоорганизованная и эффективная система технического обслуживания и ремонта позволяет поддерживать надежную и безопасную эксплуатацию ГРС на необходимом уровне.

3.1. Общие данные объекта капитального ремонта

ГРС предназначена для обеспечения природным газом котельную сан. Ключи, население п. Апрель, п. Просторный Томского района Томской области в заданном объеме, с заданным давлением на выходе и поддержания его с заданной точностью, необходимой степенью очистки, качества газа и учетом количества газа.

Характеристика существующей ГРС:

1. Производительность ГРС:

- номинальная (проектная) – 25 тыс. м³/ч;
- фактическая: максимальная – 2 тыс. м³/ч, минимальная – 90 м³/ч;

2. Давление на входе в ГРС:

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Асеев А.Е.			Капитальный ремонт ГРС «Апрель»		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.						Листов
Консульт.								23
И.О.Зав.каф.		Бурков П.В.						19
					НИ ТПУ группа 2БМ5А			

- максимальное – 5,4 МПа;
- фактическое – 3,5 МПа;
- минимальное – 2,1 МПа;
- 3. Давление на выходе с ГРС – 0,6 МПа;
- 4. Температура газа на входе в ГРС – от 0 до +5 °С;
- 5. Температура газа на выходе с ГРС – -9 °С;
- 6. Тип существующей ГРС – «Ташкент-1».
- 7. Диаметр газопровода на входе в ГРС – 108х7 мм;
- 8. Диаметр газопровода на выходе с ГРС – 219х12 мм;
- 9. Режим работы ГРС: непрерывный, круглосуточный, круглогодичный;
- 10. Форма обслуживания: надомная (2 оператора).

Источник газоснабжения ГРС – газопровод-отвод к ГРС-2 г. Томска диаметром 500 мм, от магистрального газопровода НГПЗ – Парабель – Кузбасс ООО «Газпром трансгаз Томск».

В состав существующей ГРС «Апрель» входят:

- устройство блочное технологическое, включающее блок переключения, блок очистки и блок редуцирования. Тип «Ташкент-1»;
- блок сигнализации. Тип «Ташкент-1», переделанный в мастерскую;
- блок операторной;
- подогреватель газа. Тип ПГА-200, «Ташкент-1»;
- блок одоризации «БОЭ-200»;
- емкость хранения одоранта. Тип «Ташкент-1», объем 1 м³;
- емкость сбора конденсата. Тип «Ташкент-1». Объем 1 м³;
- пункт учета расхода газа. Пункт отключен от технологической схемы.

В настоящее время не функционирует;

- мачта, совмещенная с молниеотводом;
- трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;
- питающая воздушная линия 0,4 кВ;
- станция катодной защиты.

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2. Организационно-техническая схема капитального ремонта

К ремонтно-строительным и ремонтно-монтажным работам разрешается приступать только после разработки Генподрядной строительно-монтажной организацией проекта производства работ, в котором более детально прорабатываются разделы проекта организации капитального ремонта, в том числе – касающиеся вопросов техники безопасности, пожаробезопасности и охраны природы.

Технологической схемой предусматривается следующая последовательность капитального ремонта:

1. Демонтажные работы;
2. Общестроительные работы;
3. Монтажные работы, в том числе монтаж технологического оборудования;
4. Разводка внутриплощадочных инженерных сетей;
5. Пусконаладочные работы.

Выполнение ремонтно-строительных и ремонтно-монтажных работ предусматривается поточно-совмещенным методом, который основывается на следующих организационно-технологических принципах:

- разделение всей площадки на зоны строительства;
- совмещение ремонтно-строительных и ремонтно-монтажных работ в зоне;
- укрупнительная сборка и монтаж металлоконструкций и трубопроводов на специальных площадках;
- применение средств малой механизации;
- недельно-суточное планирование при организации ремонтно-строительных и ремонтно-монтажных работ и материально-технического снабжения.

При выполнении работ на площадке необходимо соблюдать требования инструкций по производству работ, технике безопасности, противопожарным

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мероприятиям и [37] при выполнении земляных работ, [33] – при возведении металлических или железобетонных несущих и ограждающих конструкций, [31] – при монтаже технологического оборудования.

Все опасные работы в зоне производства капитального ремонта производить по наряд-допускам в соответствии с [35].

3.3. Состав работ по капитальному ремонту ГРС «Апрель»

Капитальный ремонт ГРС предусмотрен без изменения производительности и параметров. После капитального ремонта устройство блочное технологическое переименовано в «Технологический блок».

В состав работ по капитальному ремонту ГРС входит:

- в технологическом блоке: замена шарового крана D_y 200 мм с пневмоприводом на выходном газопроводе, подъем на высоту 2,2 м свечи высокого давления и байпасной линии, ремонт блока подготовки импульсного газа, ремонт импульсных линий;

- капитальный ремонт подогревателя газа с заменой на новый;

- капитальный ремонт подземной емкости хранения одоранта с заменой на новую;

- капитальный ремонт емкости сбора конденсата с заменой на новую;

- капитальный ремонт системы вентиляции в технологическом блоке;

- разработка системы автоматизированного управления технологическим процессом ГРС;

- капитальный ремонт системы электрохимической защиты;

Целью капитального ремонта ГРС «Апрель» является:

- доведение технического состояния ГРС до уровня, отвечающего современным требованиям по промышленной безопасности;

- достижение высоких технико-экономических показателей работы за счет автоматизированного поддержания наиболее рационального режима работы технологического оборудования;

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- обеспечения экологической безопасности производства;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт.

3.4. Основные этапы производства работ

По технологическому блоку переключений предусмотрены следующие работы:

- замена существующего шарового крана с пневмоприводом на выходном газопроводе на кран шаровой D_y 200 мм P_y 8,0 МПа с пневмоприводом (рис. 3.4.1);



Рисунок 3.4.1 – Кран шаровой с пневмоприводом

- монтаж байпасной линии диаметром 89х5 мм с поднятием ее на высоту 2,2 м;
- монтаж продувочной свечи D_y 50 мм газопровода высокого давления P_y 5,5 МПа с поднятием ее на высоту 2,2 м;
- монтаж блока подготовки импульсного газа (рис. 3.4.2);
- монтаж трубопроводов импульсного газа давлением P_y 5,5 МПа к пневмоприводам шаровых кранов и регуляторам давления;
- монтаж трубопроводов обратной связи давлением P_y 0,6 МПа к регуляторам давления;

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27



Рисунок 3.4.2 – Блок подготовки импульсного газа

– покраска всего оборудования и трубопроводов узла переключений.

В блоке подогрева газа предусмотрен капитальный ремонт подогревателя газа ПГА - 200 с заменой на блок подогрева газа БПГ «Голубое пламя», полной заводской поставки (рис. 3.4.3).



Рисунок 3.4.3 – Блок подогрева газа БПГ «Голубое пламя»

В состав работ по капремонту емкости хранения одоранта (рис. 3.4.4) входит:

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- опорожнение существующей емкости хранения одоранта $V=1,0 \text{ м}^3$; и трубопроводов обвязки от остатков одоранта, промывка и нейтрализация 10% хлорной известью;
- демонтаж трубопроводов обвязки ЕХО;
- демонтаж очищенной подземной емкости хранения одоранта;
- монтаж новой надземной емкости хранения одоранта $V=1,0 \text{ м}^3$;
- обвязка трубопроводами и запорной арматурой ЕХО;
- монтаж трубопровода подачи одоранта в надземную ЕХО из передвижного контейнера с запорной арматурой и отсечным клапаном с электромагнитным приводом.
- монтаж сигнализатора уровня.



Рисунок 3.4.4 – Емкость хранения одоранта

В состав работ по капремонту емкости сбора конденсата (рис. 3.4.5) входит:

- демонтаж существующей надземной емкости сбора конденсата $V=1,0 \text{ м}^3$;
- монтаж подземной емкости сбора конденсата $V=1,0 \text{ м}^3$;
- монтаж сигнализатора уровня в емкости сбора конденсата;
- монтаж трубопровода выдачи конденсата в передвижную емкость с запорной арматурой и сливной муфтой;

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

– покраска всего оборудования и трубопроводов обвязки ЕСК.

Емкость сбора конденсата частично расположена выше глубины промерзания. Для уменьшения влияния промерзания предусмотрены следующие мероприятия:

Под емкость выполнен приямок, для исключения попадания грунтовых вод, выполнена обсыпка емкости керамзитом и устроено асфальтобетонное покрытие, исключающее проникновение поверхностных вод.

Для предупреждения коррозии подземной стальной емкости сбора конденсата (наружной поверхности) предусмотрено защитное покрытие. Основа покрытия – битумная-полимерная мастика, общая толщина изоляции не менее 9 мм.



Рисунок 3.4.5 – Емкость сбора конденсата

Вентиляция технологического блока с производственным процессом категории А с периодическим кратковременным пребыванием людей принята приточно-вытяжной с механическим побуждением и 8-кратным воздухообменом в час полного объема помещения и неорганизованным притоком воздуха.

Основными вредными выделениями в воздух технологического блока ГРС является природный газ с относительной плотностью менее 0,8 по отношению к воздуху.

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Включение вытяжной вентиляции заблокировано с газоанализатором. Устройство ручного включения выведено в операторную и установлено у входа в технологический блок.

Приемные отверстия для удаления воздуха размещаются в зоне наибольшего скопления взрывоопасных паров и газов.

Перед началом работ по демонтажу производится вытеснение азотом остатков одоранта и конденсата из оборудования и трубопроводов в автоцистерны для транспортировки. Оборудование, содержащее одорант демонтируется и утилизируется специализированной организацией по договору между ней и эксплуатирующей организацией. Оборудование и трубопроводы, содержащие конденсат должны быть пропарены в течение 24 часов и промыты.

После подготовки оборудования и трубопроводов ГРС к демонтажу перекрывается кран на узле подключения газопровода отвода к магистральному газопроводу и газопровод отвод вместе с трубопроводами ГРС освобождаются от газа. Первоначально газ вырабатывается в газопроводах потребителей до минимального давления на выходе ГРС, а оставшийся газ сбрасывается в атмосферу через существующие свечи на площадке охранного крана и ГРС. Производится демонтаж (вырезка) участков подводящего и выходного трубопроводов ГРС. После чего эти участки отглушаются заглушками. Все огневые работы по вырезке участков должны проводиться в соответствии с требованиями [41].

Выполняется подключение временной ГРС, имеющейся в наличии у заказчика, к входному и выходному трубопроводам ГРС с установкой отключающей арматуры в местах подключения как со стороны ГРС, так и со стороны ВГРС. Для проведения пусконаладочных работ ГРС после завершения капитального ремонта без остановки подачи газа потребителям от ВГРС. ВГРС размещается за территорией ГРС и обеспечивает подачу газа потребителям в период проведения капитального ремонта ГРС.

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подключения ГРС к существующим газопроводам после завершения капитального ремонта выполняется гарантийными сварными соединениями.

По окончании монтажа трубопроводы ГРС совместно с оборудованием и продувочными свечами до отключающих кранов на выходе ГРС подлежат гидравлическому испытанию:

- на прочность давлением $P_{\text{исп.пр.}} = 1,25P_{\text{вх.}} = 6.75 \text{ МПа}$ (70 кгс/см^2), с выдержкой в течении 24 часов;
- на герметичность, давлением $P_{\text{исп.герм.}} = P_{\text{вх.}} = 5.5 \text{ МПа}$ (56 кгс/см^2) с выдержкой в течении 12 часов.

Трубопроводы после отключающей арматуры на выходе ГРС подлежат гидравлическому испытанию:

- на прочность - давлением $P_{\text{исп.пр.}} = 1,25P_{\text{вых.}} = 0.75 \text{ МПа}$ ($7,65 \text{ кгс/см}^2$) с выдержкой в течение 24 часов;
- на герметичность давлением $P_{\text{исп.герм.}} = P_{\text{раб}} = 0,6 \text{ МПа}$, ($6,12 \text{ кгс/см}^2$) с выдержкой в течение 12 часов.

Трубопроводы, прокладываемые к резервуару аварийного слива одоранта и дренажному колодцу испытать гидравлическим способом давлением $P_{\text{исп.}} = 0,2 \text{ МПа}$ ($2,0 \text{ кгс/см}^2$).

Емкость хранения одоранта и трубопроводы, соединяющие ее с технологическим блоком испытать гидравлическим способом:

- на прочность давлением $P_{\text{исп.}} = 1,25P_{\text{вых.}} = 0,75 \text{ МПа}$ ($7,65 \text{ кгс/см}^2$) с выдержкой в течение 10 минут, после чего давление снижается до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Емкость хранения одоранта и трубопроводы, соединяющие ее с технологическим блоком ГРС должны подвергаться дополнительному

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пневматическому испытанию на герметичность азотом, с определением падения давления. $P_{исп}=P_{раб.}=0,6$ МПа (6 кгс /см²). Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов.

При подготовке ГРС к гидравлическим испытаниям должны быть отглушены предохранительные клапаны на выходном трубопроводе. Регуляторы давления и счетчики газа должны быть заменены фланцевыми проставками, измерительные диафрагмы должны быть сняты.

После окончания гидравлических испытаний трубопроводов из них полностью удаляется вода сжатым воздухом и производится осушка внутренней полости с использованием генераторов сухого воздуха

Очистку полости, испытание на прочность и проверку на герметичность трубопроводов производить под руководством комиссии в состав которой входит представитель органов Госгазнадзора РФ в соответствии со специальной инструкцией, составленной заказчиком и строительно-монтажной организацией, утвержденной председателем комиссии и согласованной с проектной организацией.

Сварные стыки трубопроводов ГРС подлежат 100% визуально-измерительному контролю, 100% сварных стыков технологических трубопроводов ГРС подлежат радиографическому контролю и 25% дублирующему ультразвуковому контролю. 100% сварных стыков захлестов ввариваемых вставок разнотолщинных элементов и швов приварки арматуры подвергаются 100% радиографическому контролю и дублирующему ультразвуковому контролю, согласно [42]. Уровень качества сварных соединений «А» согласно [42]. Контроль качества сварных соединений трубопроводов, содержащих одорант выполняется радиографическим методом в объеме 20% от общего числа стыков, выполненных каждым сварщиком, но не мене одного стыка.

Подземную емкость для сбора конденсата защитить от коррозии в соответствии с [49]. изоляцией весьма усиленного типа: по битумно-полимерной грунтовке тремя слоями битумно-полимерной мастики (толщина

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

слоя 3 мм), двумя слоями армированной сетки и одним слоем ленты термоусаживающейся. Толщина изоляции не менее 9 мм.

Резервуар аварийного слива одоранта и емкость хранения одоранта поставляются заводами изготовителями с антикоррозионной изоляцией весьма усиленного типа в соответствии с [49].

Надземные трубопроводы окрасить в три слоя системой защитного покрытия «Базальтопластик».

Перед нанесением защитного покрытия наружные поверхности надземных трубопроводов должны быть очищены от масляных и жировых загрязнений соответствующими реагентами, поверхность промыта водой под давлением не менее 350 бар для удаления солей и других загрязнений. После высыхания поверхность должна быть осушена струйным способом.

Подземные трубопроводы на территории ГРС покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа, толщина покрытия не менее 2,5мм.

Трубопровод одоранта из/в емкость хранения одоранта покрывается теплоизоляцией с электрообогревом.

Очистка внутренней полости трубопроводов в процессе монтажа выполняется протягиванием очистных устройств для трубопроводов диаметром до 159 мм, для трубопроводов диаметром 159 мм и менее продувкой сжатым воздухом.

3.5. Временная ГРС на период капитального ремонта

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям в заданном объеме, с определенным давлением, с необходимой степенью очистки и учетом расхода газа, предусмотрен монтаж временной ГРС. Временная ГРС монтируется рядом с существующей ГРС.

В состав временной ГРС входят:

– станция блочного типа «Ташкент-1» (рис. 3.5.1), имеющаяся в наличии у Заказчика;

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– газопровод подключения к газопроводу – отводу с узлом подключения;

– газопровод подключения к газопроводу высокого давления II категории $P_y 0,6$ МПа с узлом подключения.

В состав блочной ГРС «Ташкент-2» входят:

– устройство блочное технологическое, в котором размещены: блок переключений, блок очистки газа, блок редуцирования газа и узел учета газа;

– подогреватель газа;

– блок одоризации;

– блок сигнализации.



Рисунок 3.5.1 – Станция блочного типа «Ташкент-1»

Заправка расходной емкости одоранта (на время капремонта) будет осуществляться по временной схеме из контейнера, установленного на автотранспорте, и имеющегося в наличии у Заказчика. В технологическом отсеке имеется штуцер с ниппелем для присоединения шланга передвижной емкости.

Слив конденсата, при необходимости, также будет осуществляться по временной схеме в передвижную емкость, установленную на автотранспорте, также имеющегося в наличии у Заказчика.

Врезку входного газопровода ГРС в газопровод-отвод осуществить через тройник с заглушкой.

Врезку выходного газопровода в газопровод высокого давления II

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

категории Р_y 0,6 МПа осуществить также через тройник.

Антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов принята согласно [11] и [9] – наружное заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие.

Для защиты изоляции от механических повреждений предусмотрена мягкая подушка толщиной не менее 10 см и засыпка на высоту 20 см выше верхней образующей трубы предварительно измельченным грунтом.

3.5.1. Технологическая схема временной ГРС

Газ высокого давления поступает на вход временной ГРС через входной шаровой кран с пневмоприводом в конденсатоотводчик. Контроль давления ведется по манометру.

Для питания импульсным газом регуляторов давления и блоков управления всех пневмоприводных кранов ГРС предназначены фильтры-осушители, один из которых рабочий, другой – резервный. Фильтр работает в импульсном режиме, т.е. во время открытия или закрытия крана по принципу барботирования газа через адсорбер – смесь чистых гликолей: этиленгликоля и диэтиленгликоля с последующим удалением взвешенных частиц в фильтре тонкой очистки.

Газ на фильтр-осушитель при автоматическом режиме работы ГРС поступает с выхода нитки очистки через вентиль.

В конденсатоотводчике происходит отделение значительной части жидкости из потока газа за счет некоторой потери скорости жидких частиц при расширении и наличия тупикового участка в конце конденсатоотводчика. Кроме того, этот процесс усиливается отбойником, вставленного в месте разъема корпуса конденсатоотводчика.

Далее газ попадает в один из двух фильтров, где очищается от механических частиц и жидкости. Фильтры одинаковые по устройству и пропускной способности. Для переключения фильтров служат шаровые краны с рукоятками.

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конденсат, отделенный из конденсатоотводчика и фильтров, самотеком стекает через шаровые краны в емкость конденсата.

Очищенный от механических примесей и конденсата, газ поступает в подогреватель газа (ПГА-200), где нагревается для предупреждения гидратообразования при редуцировании. Топливный газ для питания горелок подогревателя газа подается с выхода блока переключения через шаровой кран.

Подогретый газ поступает далее в устройство блочное технологическое по одной из замерных ниток. Нитка большего диаметра предназначена для замера на номинальной и максимальной пропускной способности, а нитка меньшего диаметра – для замера в предпусковой период и летом при резком снижении потребности в газе.

Каждая замерная нитка оборудована сужающими быстросменными устройствами УСБ, которые обвязаны трубками со своими дифманометрами. Включение и выключение нужной замерной нитки производится кранами, сброс давления газа с ниток – вентилями, а слив конденсата – через вентили, установленных на линиях сброса конденсата. Для продувки соединительных линий от сужающих устройств к дифманометрам предусмотрены вентили. Контроль давления в нитках может осуществляться по дифманометрам.

После замера газ поступает в одну из ниток редуцирования, где снижается до заданного низкого давления. Одна из ниток, например, нижняя, условно считается рабочей, верхняя - резервной. Для этого случая рабочим является регулятор Р1, настроенный на выходное давление ГРС. Регулятор Р1 обеспечивает защиту от превышения выходного давления при аварийном открытии регулятора Р2, а регуляторы Р2 и Р4 на резервной нитке служат для предотвращения падения выходного давления при аварийном закрытии одного из регуляторов рабочей нитки.

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень по методу облегченного резерва. Регулятор Р1 на рабочей нитке и регулятор Р3 на резервной настраиваются на давление $1,05 \cdot P_{\text{вых}}$ и в период нормальной работы

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

регулятора Р2 находятся в полностью открытом состоянии. В случае аварийного открытия рабочего регулятора Р2 давление на выходе ГРС будет поддерживаться на несколько повышенном уровне регулятором Р1. В случае закрытия одного из регуляторов рабочей нитки давление на выходе будет поддерживаться на несколько пониженном уровне регулятором Р4 ($0,95 \cdot P_{\text{вых}}$).

Контроль за входным и выходным давлением и сигнализацию при переключениях регуляторов осуществляется с помощью электроконтактных манометров.

Газ низкого давления через выходной кран блока переключения поступает в блок одоризации, где одорируется и подается потребителю.

Предохранительные клапаны предохраняют потребителя от повышения давления при работе по байпасу. С помощью трехходового крана осуществляется отключение одного из клапанов для ремонта, в то же время, как второй клапан остается подключенным к выходной нитке ГРС.

После завершения капитального ремонта ГРС «Апрель» временная ГРС демонтируется.

3.6. Автоматизация управления технологическими процессами

Автоматизированный комплекс контроля, управления и защиты ГРС (далее – комплекс) предназначен для контроля, автоматического управления и защиты оборудования газораспределительной станции.

Автоматизация ГРС «Апрель» выполнена на базе комплекса программно-технических средств СТН-3000 (ЗАО «АтлантикТрансгазСистема» г. Москва). Одним из важнейших направлений развития СТН-3000 является автоматизация газораспределительных станций путем создания САУ ГРС. Приборы для вычисления и коррекции расхода газа Accurate, затем TeleFlow и TeleCorrector изначально входили в состав телемеханики СТН-3000 и применялись для вычисления расходов газа. Для передачи значений расхода газа на пункт управления вычислители оснащались системой связи (кабельная, радио) либо предусматривалась

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

установка КП ГРС. КП ГРС, помимо стыковки с вычислителями (корректорами) расхода газа, обеспечивали удаленный контроль за основными параметрами узла подключения ГРС, аварийной сигнализацией ГРС и управляли охранными кранами.

Однако задачей последних лет, решаемых ОАО «Газпром», является комплексная автоматизация ГРС, включая реализацию комплексного контроля за этими сложными объектами и реализацию по месту алгоритмов автоматического контроля и регулирования работы основных блоков и узлов ГРС. Появление мощного контроллера ControlWave позволило полностью решить задачу создания комплексной САУ ГРС.

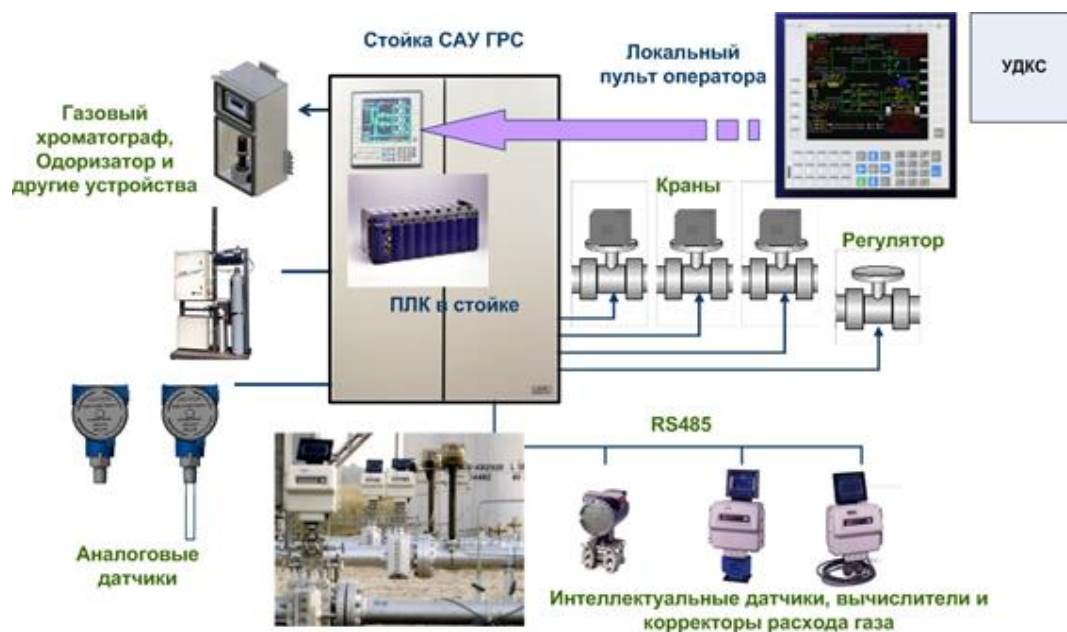


Рисунок 3.6 – Общая структура САУ ГРС

Структура САУ ГРС СТН-3000 показана на рисунке 3.6 контроллер с источником бесперебойного питания, преобразователями сигналов, локальным пультом управления, клеммником для монтажа полевых цепей и вспомогательным оборудованием размещаются в единой стойке САУ ГРС. Предусмотрены контроль и управление работой ГРС дистанционно, локально с помощью пульта МКДТ фирмы UNIOP в стойке САУ ГРС, а также удаленно из дома оператора с помощью пульта УДКС (получение и регистрация 11 аварийных сигналов САУ ГРС). Дополнительно предусмотрен звуковой

извещатель для оповещения персонала об аварии на ГРС. В САУ ГРС реализован автоматический, или по команде оператора, алгоритм отключения ГРС. Дополнительно САУ ГРС реализует следующий объем телеуправления и телерегулирования:

- управление телеуправляемыми кранами;
- управление звуковой сигнализацией;
- управление световой сигнализацией;
- управление наружным освещением;
- управление подачей газа на котлы;
- управление вентиляцией.
- регулирование тока СКЗ;
- другие алгоритмы (в зависимости от готовности ГРС к автоматизации).

Важнейшей задачей САУ ГРС остается вычисление расходов газа, а также передача данных о расходах на уровень пункта управления. Для вычисления расхода газа применяются собственные вычислители СТН-3000: TeleFlow (диафрагменный вычислитель расхода со встроенным датчиком DP/P/T) и TeleCorrector (корректор расхода газа со встроенным датчиком давления и температуры).

Данные о расходах газа архивируются и хранятся по месту, а также передаются в режиме реального времени на ПУ. Необходимые для вычисления расхода газа данные о химическом составе газа либо получаются автоматически по каналам телемеханики, либо измеряются по месту с помощью проточных хроматографов и автоматически вводятся в вычислители расхода. Следует отметить, что гибкость программирования ControlWave и наличие большого числа портов RS 232/485 позволяют подключать хроматографы различных производителей по стандартным и оригинальным протоколам.

Помимо вычислителей расхода, хроматографам, к САУ ГРС подключаются системы контроля загазованности, пожаротушения, охраны.

					Капитальный ремонт ГРС «Апрель»	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7. Электрохимическая защита

Основные технические решения:

Согласно технических требований и технических условий защите подлежат, подземные емкости ГРС.

Защита ёмкости сбора нейтрализованного одоранта, ёмкости аварийного слива теплоносителя, ёмкости сбора конденсата, выполнена с помощью протектора ПМ-10 У, по одному на каждую емкость. Изоляция для данных ёмкостей принята $50000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ на момент проектирования и $6300 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ к концу срока эксплуатации. Расчётный срок службы протекторов более 30 лет. Соединение катодных кабелей с емкостями осуществляется через контактные устройства. Максимальное падение напряжения в дренажных линиях не должно превышать два вольта.

На изолирующей вставке входного газопровода установлены искроразрядники. Для проведения измерений изолирующих свойств вставок установлен контрольно-измерительный пункт.

Прокладку кабелей производить согласно плана размещения средств катодной защиты и монтажной схемы. На все монтажные работы составлять Акт на скрытые работы.

Жилы соединительных кабелей, подходящих к КИП, подлежат оконцеванию. Все кабели, прокладываемые в траншее, сверху покрываются сигнальной лентой. Перед началом строительных работ по прокладке кабелей ЭХЗ выполнить разметку трасс существующих кабелей: силовых, связи, автоматики.

4. Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»

Обеспечение безопасности производств реализуется через контроль технического состояния (диагностику) технологического оборудования и

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Асеев А.Е.			Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»		
Руковод.		Брусник О.В.					
Консульт.							
И.О.Зав.каф.		Бурков П.В.					
					Лит. Лист Листов		
					41 20		
					НИ ТПУ группа 2БМ5А		

отдельных узлов его. Естественно, что при поиске дефектов в оборудовании предпочтение отдается неразрушающим методам контроля и диагностики. Использование различных методов диагностирования оборудования должно предусматриваться на стадии проектирования, изготовления и эксплуатации его.

Для поддержания надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций выполняют диагностирование и контроль технического состояния технологического оборудования, узлов и систем.

Целью работы является определение технического состояния технологических трубопроводов основного назначения газораспределительной станции и назначение срока последующего технического диагностирования.

При техническом диагностировании ТТОН ГРС использовались следующие методы неразрушающего контроля: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковая дефектоскопия, вибрационный контроль, твердометрия, а также контроль технического состояния и электрических параметров установок катодной защиты, замеры электрических потенциалов и выявление мест повреждений изоляции подземных газопроводов.

Объектом комплексного диагностического обследования является технологическое оборудование входящие в состав газораспределительной станции «Апрель» Томское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»:

- технологические трубопроводы основного назначения;
- запорная, регулирующая и предохранительная арматура;
- подогреватель газа;
- контрольно-измерительные приборы;
- защитная автоматика, аварийная сигнализация;
- устройства учета газа.

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1. Диагностирование надземных газопроводов

4.1.1. Визуальный и измерительный контроль

Визуальный и измерительный контроль газопроводов, соединительных деталей, запорной арматуры и опор ТТОН проводят с целью выявления несоответствия элементов ТТОН требованиям нормативных документов, обнаружения видимых дефектов и утечек газа, возникших в процессе эксплуатации и проведения строительно-монтажных и ремонтных работ.

При проведении контроля составлен перечень всех элементов ТТОН, измерены их линейные размеры, подготовлена Схема ТТОН с указанием номеров сварных соединений.

Используемое оборудование:

- адгезиметр АМЦ;
- лупа измерительная;
- рулетка, 3м;
- течеискатель УТ-2А;
- шаблон сварщика универсальный УШС-3;
- штангенциркуль.

Выводы:

- расстояния от опор (рис. 4.1.1) до сварных соединений не соответствуют требованиям п.4.6.9 [26];



Рисунок 4.1.1 – Недостаточное расстояние от опоры до сварного соединения

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

– диаметр ответвления от газопровода (рис. 4.1.2) превышает 0,3 диаметра основной трубы, что не соответствует требованиям п.10.8.2.2 [43];



Рисунок 4.1.2 – Диаметр ответвлений от газопровода превышает 0,3 диаметра основной трубы

– механическое повреждение (забоины) на поверхности элемента (рис. 4.1.3), что не соответствует требованиям п.7.2.1 [24];



Рисунок 4.1.3 – Механическое повреждение (забоины) на поверхности элемента

– элементы ТТОН ГРС нестандартные (рис. 4.1.4), что не соответствует требованиям п.5.6.1 и п.5.6.2 [44].



Рисунок 4.1.4 – Нестандартные элементы

– недостаточное расстояние от сварного соединения (рис. 4.1.5) до стены здания ГРС, что недопустимо по требованиям п. 4.6 [26].

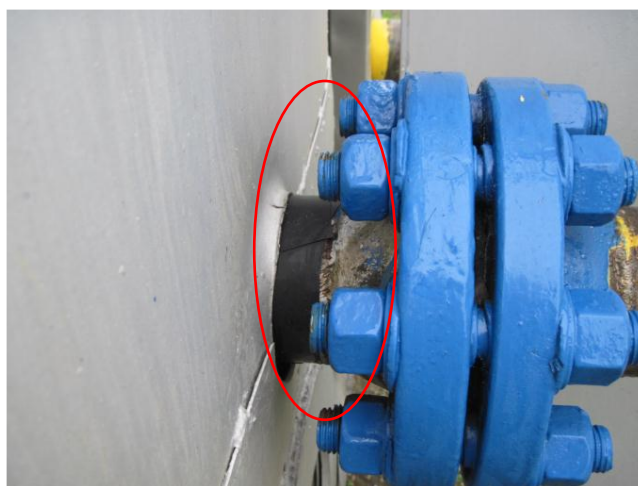


Рисунок 4.1.5 – Недостаточное расстояние от сварного соединения до стены здания ГРС

– вмятины в околошовной зоне сварного соединения (рис. 4.1.6), что не соответствует требованиям п.7.1 [42].



Рисунок 4.1.6 – Вмятины в околошовной зоне сварного соединения

4.1.2. Ультразвуковая толщинометрия

Измерение толщины стенок проводят на следующих участках:

- в околошовных зонах элементов;
- в среднем сечении газопровода между сварными соединениями;
- на нижней поверхности газопроводов в точках максимального прогиба, где наиболее вероятно скопление водяного конденсата и коррозионное изменение толщины;
- в зоне активной коррозии, вмятинах, расслоениях и других дефектных участках.

Для каждого элемента определяется фактическая, расчетная и минимально-допустимая толщина в соответствии с нормативными документами: [45], [30] и [25].

Используемое оборудование: толщиномер Булат 1S.

Вывод: толщина элементов ТТОН ГРС соответствует требованиям п.8.22 и п.8.63 [30] и [25].

4.1.3. Ультразвуковой контроль сварных соединений

УК сварных соединений проводят с целью выявления внутренних трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и других дефектов сварных швов. УК подлежат все кольцевые сварные соединения ТТОН ГРС.

Используемое оборудование: дефектоскоп УДЗ-103 «Пеленг».

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод: Качество 5 сварных соединений не удовлетворяет требованиям п.7.1 [42].

4.1.4. Контроль физико-механических свойств металла

Физико-механические свойства оцениваются по результатам измерения твердости и коэрцитивной силы металла элементов ТТОН. Измерения проводятся на отводах и на элементах ТТОН с вмятинами, с подбивками кромок и с повышенным коррозионно-эрозионным износом.

Используемое оборудование: Твердомер МЕТ У1

Вывод: В результате измерения твердости металла установлено, что физико-механические свойства отводов ТТОН ГРС удовлетворяют действующим нормам в соответствии с [12].

4.1.5. Вибрационный контроль

Вибрационный контроль проводят с целью определения параметров вибраций и выявления участков с недопустимыми вибрациями. Оценку уровня вибрации производят путем измерения среднеквадратичных значений виброскорости и виброперемещений в контрольных точках газопроводов. Места измерения (контрольные точки) назначают в местах наибольшей вибрации.

Используемое оборудование: Виброметр ВК-5М.

Вывод: Вибрационное состояние ТТОН ГРС на момент обследования удовлетворительное в соответствии с [45].

4.1.6. Контроль изгибных деформаций

Контроль деформаций надземной части ТТОН проводят с целью оценки величины и определения места действия максимальных статических изгибных напряжений от действия просадок (выпучиваний) опор и (или) подземных коллекторов.

Места деформаций ТТОН ГРС устанавливают при проведении визуального и измерительного контроля. После измерения прогиба по

					<i>Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

расчетным зависимостям определяется максимальная величина статистических изгибных напряжений, действующих на газопровод с учетом диаметра газопровода, толщины стенки и расстояния между опорами.

Используемое оборудование:

- нивелир электронный GEOMAX ZDL 700;
- рейка нивелирная

Вывод: Напряжения и деформации участков ТТОН ГРС не превышают максимально допустимых значений в соответствии с [45] и [30].

4.2. Диагностирование подземных газопроводов с поверхности земли

4.2.1. Контроль состояния средств ЭХЗ и электрозащитности подземных газопроводов

Электрозащитность подземных газопроводов контролируется путем измерения потенциалов «труба-земля» методом выносного электрода. Потенциал газопровода-отвода измеряется на участке от ограждения ГРС до охранного крана. Для оценки степени воздействия блуждающих токов на подземные газопроводы ГРС измеряется размах колебаний потенциала «труба-земля».

Электрохимическая защита газопровода-отвода осуществляется СКЗ, установленной на магистральном газопроводе.

Используемое оборудование:

- измеритель сопротивления заземления, Metrel;
- катушка для измерения сопротивления;
- катушка со скользящим электродом;
- медносульфатный электрод сравнения;
- цифровой мультиметр M890G.

Значения защитных потенциалов газопровода-отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС представлены в таблице 4.2.1 и на рисунке 4.2.1.

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.2.1 – Значения защитных потенциалов подземной части ТТОН
ГРС газопровода-отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС

№ точки	Расстояние от начала участка, м	Потенциал Ут-з вкл, В	Потенциал Ут-з выкл, В	Примечание
1	0	-1,63	-0,73	Охранный кран
2	10	-1,63	-0,73	Заросли травы и кустов
3	20	-1,60	-0,70	
4	30	-1,59	-0,69	
5	40	-1,61	-0,71	
6	50	-1,61	-0,71	
7	60	-1,59	-0,69	
8	70	-1,61	-0,71	
9	80	-1,58	-0,68	
10	90	-1,63	-0,73	
11	100	-1,59	-0,69	
12	110	-1,60	-0,70	
13	120	-1,64	-0,74	
14	130	-1,62	-0,72	
15	140	-1,59	-0,69	
16	150	-1,59	-0,69	
17	160	-1,58	-0,68	
18	170	-1,57	-0,67	
19	180	-1,56	-0,66	
20	190	-1,55	-0,65	КИП
21	200	-1,55	-0,65	Вход в ГРС

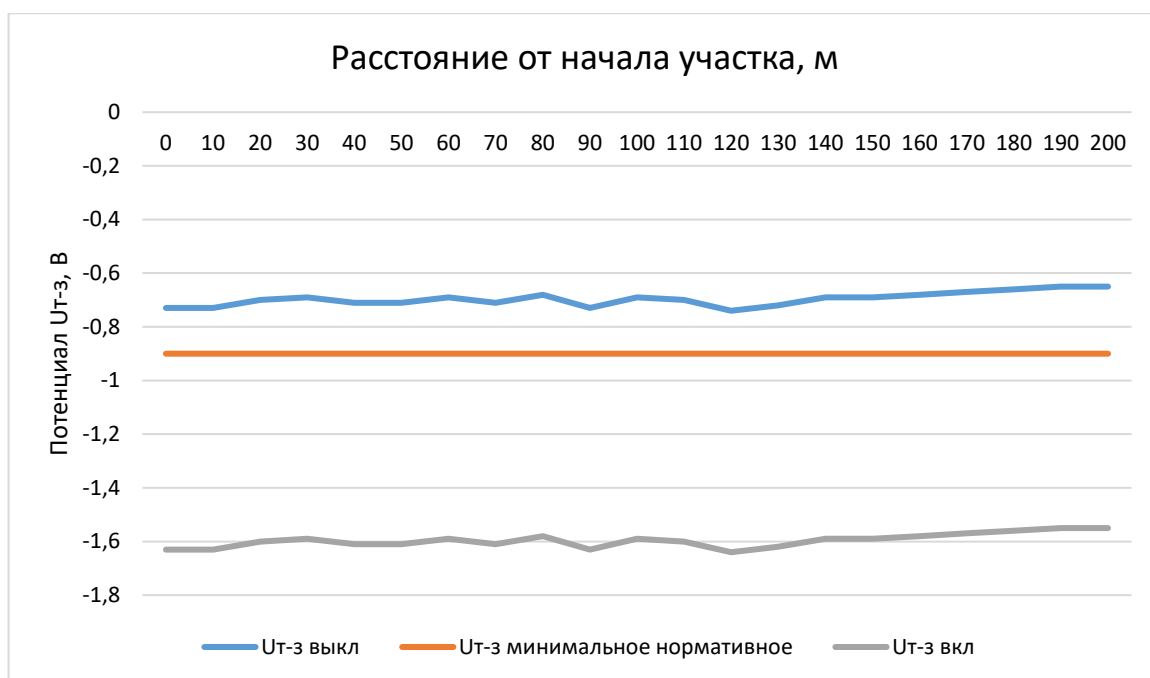


Рисунок 4.2.1 – График распределения защитных потенциалов газопровода- отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС

Принятые обозначения: $U_{Т-З \text{ вкл}}$ – потенциал «труба-земля» при включенной СКЗ, $U_{Т-З \text{ выкл}}$ – потенциал «труба-земля» при выключенной СКЗ.

Выводы:

- значения защитного потенциала "труба-земля" подземных газопроводов на территории ГРС и газопровода-отвода от ограждения ГРС до охранного крана удовлетворяют требованиям п. 5.1 [11];
- электрозащищенность подземных коммуникаций ГРС катодной поляризацией составляет 100%;
- электрозащищенность газопровода-отвода на участке от ограждения ГРС до охранного крана катодной поляризацией составляет 100%;
- воздействия блуждающих токов на подземные газопроводы ГРС не зафиксировано;
- изолирующие фланцевое соединение на входе ГРС исправно, в соответствии с п.5.8.6 [29];
- грунты на территории ГРС в соответствии с [10] относятся к категории низкой коррозионной агрессивности.

4.2.2. Контроль состояния изоляционного покрытия и глубины залегания подземных газопроводов

Состояние изоляционного покрытия подземных газопроводов контролируют с помощью искателя повреждений изоляции с шагом 1 м на всем протяжении. Изоляционное покрытие газопровода-отвода контролируется на участке от ограждения ГРС до охранного крана с шагом от 1 м до 5 м. В случае обнаружения повреждений назначаются шурфы для детального обследования состояния изоляции и металла газопровода. Глубина залегания подземных газопроводов измеряется с помощью трассовых поисковых приборов с шагом от 1 м до 5 м.

Используемое оборудование:

- индикатор повреждения изоляции, КОРД-ИПИ;
- трассоискатель генератор, RD2000;
- трассоискатель приемник, RD2000.

Значения глубины залегания газопровода-отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС представлены в таблице 4.2.2 и на рисунке 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Глубина залегания газопровода-отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС

№ точки	Расстояние от начала участка, м	Глубина залегания, м	Примечание
1	0	2,01	Охранный кран
2	10	1,87	Заросли травы и кустов
3	20	2,09	
4	30	1,88	
5	40	2,00	
6	50	2,10	
7	60	2,00	
8	70	1,95	

Продолжение таблицы 4.2.2

9	80	1,85	
10	90	1,71	
11	100	1,65	
12	110	1,75	
13	120	1,85	
14	130	1,9	
15	140	1,94	
16	150	1,83	
17	160	2,04	
18	170	1,87	
19	180	1,65	
20	190	1,95	КИП
21	200	1,92	Вход в ГРС

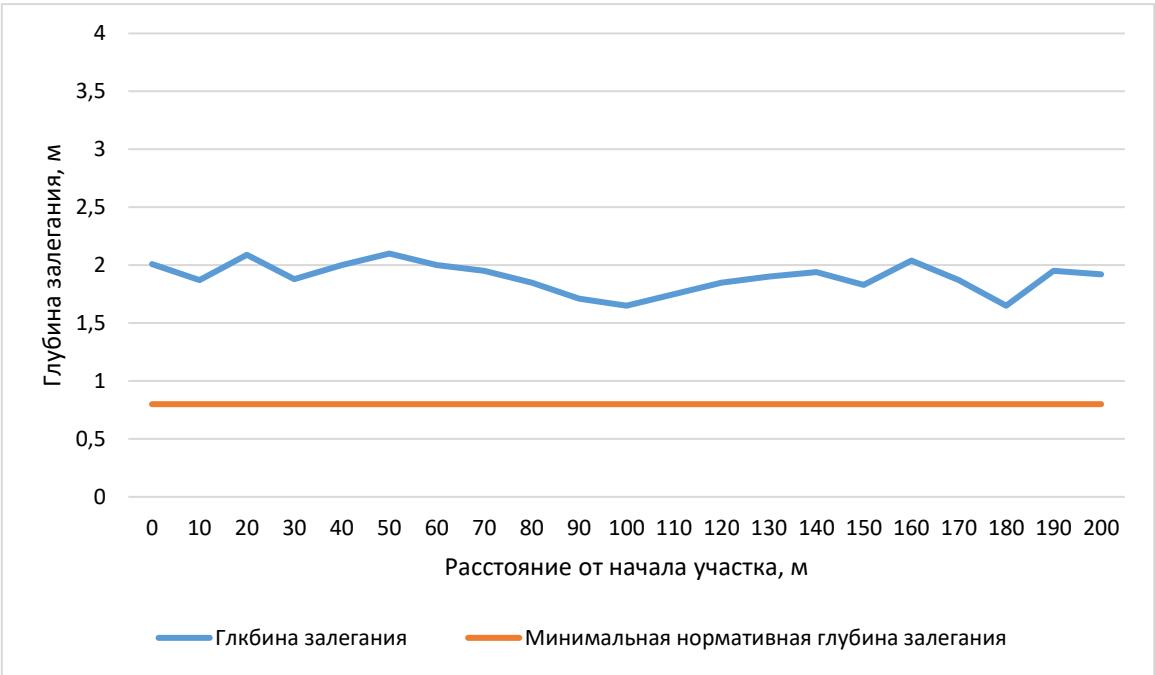


Рисунок 4.2.1 – Глубина залегания газопровода-отвода на участке от охранного крана до входа в ГРС

Выводы: состояние изоляционного покрытия по протяженности трассы газопровода-отвода удовлетворительное; глубина залегания по

протяженности трассы газопровода-отвода удовлетворительная в соответствии с [11] и [7].

4.3. Контроль технического состояния запорной, регулирующей, предохранительной арматуры

Измерительные инструменты и оборудование:

- рулетка, 3м;
- лупа измерительная;
- шаблон сварщика универсальный УШС-3;
- штангенциркуль;
- течеискатель УТ-2А.

Работы по техническому диагностированию ЗРПА проводятся в соответствии с [8], [13], [46].

Техническое диагностирование ЗРПА ГРС проводится без ее разборки и включает следующие работы:

- проведение обследования технического состояния методами неразрушающего контроля;
- контроль герметичности арматуры по отношению к внешней среде;
- контроль пределов срабатывания предохранительной арматуры;
- контроль пределов регулирования давления и стабильности работы регулирующей арматуры;
- анализ результатов.

Результаты технического диагностирования запорной, регулирующей и предохранительной арматуры ГРС оформляются соответствующим актом о техническом состоянии.

В результате проверки запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, установлено:

- при визуальном - измерительном контроле повреждений и неисправностей не обнаружено;
- при проверке арматуры на герметичность по отношению к внешней

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среде утечек газа не обнаружено;

- на арматуре нанесена технологическая нумерация;
- на запорной арматуре нанесены указатели положения затвора и соответствуют направлению движения среды;
- запорная арматура проходит ревизию в соответствии с «графиком технического обслуживания и ППР оборудования» и находится в исправном техническом состоянии;
- предохранительная арматура опломбирована, проходит ревизию, настройку в соответствии с «графиком технического обслуживания и ППР оборудования» и находится в исправном техническом состоянии;
- регулирующая арматура проходит ревизию, настройку в соответствии с «графиком технического обслуживания и ППР оборудования» и находится в исправном техническом состоянии.

4.4. Проверка работоспособности и соответствия нормативным требованиям защитной автоматики, аварийной сигнализации, связи, контрольно-измерительных приборов, устройств учета газа

Работы по проверке контрольно-измерительных приборов и системы автоматики проводятся в соответствии с [8].

Проверка контрольно-измерительных приборов и системы автоматики включает следующие работы:

- проведение обследования технического состояния контрольно-измерительных приборов;
- проведение технического диагностирования УСБ;
- проверка работоспособности систем автоматики;
- анализ результатов.

Результаты проверки контрольно-измерительных приборов ГРС оформляются соответствующим актом о техническом состоянии.

Работы по проверке системы аварийно-предупредительной сигнализации и связи проводятся в соответствии с [8], [47].

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производится проверка системы аварийно-предупредительной сигнализации по:

- давлению газа на входе и выходе ГРС;
- одоризации газа;
- энергоснабжению;
- загазованности в помещениях;
- параметрам работы подогревателей (температуре газа, наличии пламени);
- температуре теплоносителя в системе отопления здания ГРС;
- охране территории ГРС;
- возникновению пожара.

Проверяется наличие срабатывания сигнализации в доме оператора (при надомной системе обслуживания ГРС).

Производится проверка средств связи на:

- соблюдение регламента обслуживания средств связи;
- работоспособность и устойчивость связи с диспетчером, аварийными службами и потребителями газа;
- наличие и состояние технической документации средств связи.

Допускается не проводить перечисленные работы, при наличии у эксплуатирующей организации документального подтверждения выполнения указанных работ в текущем году по отношению ко времени проведения экспертизы.

Результаты проверки узла системы аварийно-предупредительной сигнализации и связи оформляются соответствующим актом о техническом состоянии.

4.4.1. Проверка технического состояния защитной автоматики, аварийной сигнализации и связи

Радио связь с диспетчерской службой ЛПУ, аварийными службами и потребителями газа в работоспособном состоянии и устойчивая.

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обслуживание средств связи проводится по регламенту.

Защитная автоматика, аварийная сигнализации оповещения операторов о нештатных ситуациях на ГРС построена на базе устройства дистанционного контроля и сигнализации, которая обеспечивает прием дискретных входных сигналов при выходе параметров контролируемого объекта из нормы. Сигнализация установлена на территории ГРС, на диспетчерском пульте управления.

Контролируются следующие параметры:

- повышенное выходное давление;
- пониженное выходное давление;
- температура газа максимальная;
- температура газа минимальная.

Проведена проверка работоспособности сигнализации и соответствия на срабатывания заданным параметрам. Сигнализация функционирует согласно заданным параметрам.

В результате проверки установлено:

- защитная автоматика и аварийная сигнализация работоспособны, отклонений от заданных параметров не обнаружено;
- средства связи в работоспособном состоянии, обслуживание соответствует требованиям НТД.

4.4.2. Проверка технического состояния контрольно-измерительных приборов

Измерительные инструменты и оборудование:

- рулетка, 3м;
- лупа измерительная;
- штангенциркуль;
- течеискатель УТ-2А;

В результате проверки контрольно-измерительных приборов, установлено:

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– при визуально - измерительном контроле контрольно-измерительных приборов повреждений и неисправностей не обнаружено;

– контрольно-измерительные приборы опломбированы, проходят калибровку в установленные сроки и находятся в исправном техническом состоянии.

4.4.3. Проверка технического состояния устройств учета газа

Измерительные инструменты и оборудование:

- рулетка, 3м;
- лупа измерительная;
- штангенциркуль;
- течеискатель УТ-2А;

В результате проверки приборов учета газа, установлено:

– при визуально - измерительном контроле приборов учета газа, повреждений и неисправностей не обнаружено;

– приборы учета газа опломбированы, проходят поверку в установленные сроки и находятся в исправном техническом состоянии.

4.5. Проверка соблюдения требований безопасной эксплуатации узла предотвращения гидратообразований

Производится проверка узла предотвращения гидратообразований на соответствие требований [27].

Проверка включает в себя следующие этапы работ:

1. Проведение осмотра подогревателя газа:

- проверка работоспособности автоматики регулирования;
- проверка работоспособность защитной автоматики;
- визуальная проверка работы горелки;
- проверка работоспособности контрольно-запального устройства.

2. Проведение контроля герметичности стыков и оборудования;

3. Проверка показаний приборов КИПиА;

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Проверка выполнения требований по обслуживанию электрооборудования подогревателя газа (протоколы измерений);

5. Изучение графика и результатов последней ревизии запорной, регулирующей и защитной арматуры;

6. Проверка выполнения графика освидетельствования подогревателей (осмотр, гидравлическое испытание на прочность и плотность).

Результаты проверки узла предотвращения гидратообразований оформляются соответствующим актом о техническом состоянии.

Измерительные инструменты и оборудование:

- рулетка, 3м;
- лупа измерительная;
- штангенциркуль;
- течеискатель УТ-2А;
- цифровой мультиметр М890.

На ГРС установлен подогреватель газа типа «ПГА-200» (рис. 4.5) для предотвращения гидратообразований в газопроводных коммуникациях и обмерзания арматуры.



Рисунок 4.5 – Подогреватель газа типа «ПГА-200»

В результате проверки, установлено:

- при визуально-измерительном контроле элементов подогревателя, дефектов и повреждений не обнаружено;

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

- при визуальной проверке работы горелки, сбоев и прерывания пламени горения не обнаружено;
- при проверке оборудования ПГА-200 на герметичность по отношению к внешней среде утечек газа не обнаружено;
- запорная арматура проходит ревизию в соответствии с «графиком технического обслуживания и ППР оборудования» и находится в исправном техническом состоянии.

4.6. Мероприятия по дальнейшей эксплуатации

Для дальнейшей безаварийной эксплуатации ТТОН ГРС необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Обеспечить расстояние от опор до сварных соединений в соответствии с требованиями п.4.6.9 [26].
2. Заменить элементы на стандартный элемент, в соответствии с требованиями п.5.6.1 и п.5.6.2 [44].
3. Выполнить ответвления от газопровода стандартными тройниковыми соединениями, в соответствии с требованиями п.10.8.2.2 [43].
4. Удалить контролируемой шлифовкой механические повреждения (забоины) на элементе в соответствии с требованиями п.7.2.1 [24]. При достижении толщины стенки ниже минимально допустимого значения, элемент заменить.
5. Вырезать сварное соединение с вмятинами в околошовной зоне, в соответствии с требованиями п.7.1 [42].
6. Обеспечить доступ к сварному соединению, с недостаточным расстоянием до стены здания ГРС, в соответствии с требованиями п. 4.6 [26].
7. Провести ремонт сварных соединений (5 шт.) с внутренними дефектами, в соответствии с требованиями п.7.1 [42].

Диагностируемые ТТОН допускаются к дальнейшей эксплуатации в составе ГРС при рабочих параметрах на срок не более 5 лет при условии выполнения п. 4.6 «Мероприятия по дальнейшей эксплуатации» и соблюдении

					Комплексное диагностическое обследование ГРС «Апрель»	Лист
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

установленных требований по условиям пуска и эксплуатации ГРС.

5. Расчетная часть

5.1. Определение остаточного ресурса элементов ТТОН ГРС

Объект расчета: элементы технологических трубопроводов ГРС «Апрель».

Остаточный ресурс элементов ТТОН ГРС определяется на основе следующих прочностных расчетов:

- определение минимально допустимых толщин стенок элементов ТТОН ГРС;
- расчет остаточного ресурса элементов ТТОН ГРС по скорости коррозионно-эрозионного износа.

Оценка остаточного ресурса проводится по минимальным значениям измеренных параметров, для каждого составного элемента ТТОН ГРС, на который проводится расчет.

5.1.1. Прочностные расчеты элементов ТТОН ГРС

Расчет толщины стенки элементов ТТОН ГРС

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определяются в соответствии с [30]:

$$R_1 = \frac{R_1^* \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, R_2 = \frac{R_2^* \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (1.1)$$

где R_1^* и R_2^* – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, принимаются равными минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести по государственным стандартам и техническим условиям на трубы в соответствии с [30];

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Асеев А.Е.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					60	13
Консульт.						НИ ТПУ группа 2БМ5А		
И.О.Зав.каф.		Бурков П.В.						

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый в зависимости от категории трубопровода и его участков по таблице 3 [30]; коэффициент $m=0,6$ для объектов на территории ГРС по п.п. 15 и 16* в таблице 3 [30];

k_1 и k_2 – коэффициенты надежности соответственно по растяжению и по сжатию материала, принимаемые по таблицам 9 и 10 [30];

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по [30].

Измерение толщины стенок элементов проводится на всех элементах ТТОН ГРС. В таблице 5.1.1 приведены коэффициенты, принятые в соответствии с нормативными документами для определения расчетных толщин стенок элементов ТТОН ГРС.

Таблица 5.1.1 – Параметры расчета толщин стенок элементов ТТОН ГРС

Параметры расчета	Значения
Коэффициент условий работы трубопровода, (m)	0,6
Коэффициент надежности по материалу, (k_1)	1,4
Коэффициент надежности по материалу, (k_2)	1,1
Коэффициент надежности по назначению, (k_H)	1,0
Коэффициент надежности по нагрузке, (n)	1,1
Коэффициент несущей способности отвода, (η_B)	1,3
Коэффициент несущей способности для выпуклой стороны отвода, (χ)	0,9
Коэффициент несущей способности тройникового соединения (прямая врезка), (η_{BT})	1,0
Коэффициент несущей способности для сварного тройника без усиливающих накладок, (η_{BT})	1-1,61 в соответствии с рисунком 5.1.1
Коэффициент несущей способности для штампованного и штампосварного тройника, (η_{BT})	1-1,45 в соответствии с рисунком 5.1.1
Коэффициент несущей способности для тройника с усиливающими накладками, (η_{BT})	1-1,16 в соответствии с рисунком 5.1.1
Коэффициент несущей способности переходника, (η_{BT})	1,0 по большему диаметру
Коэффициент несущей способности выпуклых (эллиптических) днищ, (η_B)	1,0
Коэффициент несущей способности эллиптической заглушки, приваренной к торцу трубы	1,0
Коэффициент несущей способности внутренней заглушки, приваренной внутри трубы	1,0

Временное сопротивление разрыву (сталь 09Г2С), σ_B , (МПа), R_1	490,0
Временное сопротивление разрыву (сталь 20), σ_B , (МПа), R_1	412,0

Расчетная величина толщины стенки трубопровода (катушки) согласно [30] определяется по формуле:

$$\delta_{PAC_KT} = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)}, \quad (1.2)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 13 [30];

p – проектное (рабочее) давление в МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала, определяемое по формуле (1).

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы в миллиметрах округляется в большую сторону с точностью до одного знака после запятой до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Минимально допустимая толщина стенки трубопровода (катушки) принимается равной:

$$\delta_{PAC_KT} = \text{MAX} \begin{cases} \delta_{PAC} \\ 1/140 \cdot D_H \\ 3\text{мм, если } D_H \leq 200\text{мм} \\ 4\text{мм, если } D_H > 200\text{мм} \end{cases} \quad (1.3)$$

Расчетная толщина стенки перехода определяется по формуле (2) для большего диаметра, так как для конических переходов с углом наклона образующей меньше 12 градусов коэффициент несущей способности $\eta_B=1$ по п. 8.63 [30].

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная величина толщины стенки отвода трубопровода определяется в соответствии с п.2.2 [25]:

$$\delta_{PAC_OTB} = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)} \cdot \eta_B, \quad (1.4)$$

где η_B – коэффициент несущей способности отвода, определяемый по таблице 2 [25].

Допустимая толщина стенки отвода на выпуклой стороне (расчетная) определяется согласно [25] по формуле:

$$\delta_{ДОП_ОТВ} = MIN \left\{ \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)} \cdot \chi, \sigma_n - \Delta\sigma \right\}, \quad (1.5)$$

где χ – коэффициент несущей способности для выпуклой стороны отвода, определяемый по таблице 3 [25];

σ_n – номинальная толщина стенки отвода;

$\Delta\sigma$ – установленный нормативными документами минусовой допуск на выпуклой стороне отвода от номинальной толщины стенки в соответствии с таблицей 5.1.2.

Минимально допустимая толщина стенки отвода принимается по следующей формуле:

$$\delta_{МИН_ДОП} = MAX \left\{ \begin{array}{l} \delta_{ДОП_ОТВ} \\ 2,7 \text{ мм, если } D_H \leq 57 \text{ мм} \\ 4 \text{ мм, если } D_H \geq 159 \text{ мм} \\ \text{в соответствии с таблицей 5.1.2} \end{array} \right. \quad (1.6)$$

Таблица 5.1.2 – Допустимые толщины стенок отводов при рабочем давлении до 7,4 МПа по [25]

Наружный диаметр отвода, мм	≤57	76	89	108	114	133	>133
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	2,7	2,9	3,0	3,2	3,3	3,7	4,0

Расчетная толщина основной трубы тройника определяется по формуле СНиП 2.05.06-85*[1]:

$$\delta_{PAC_OC_TP_T} = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)} \cdot \eta_{BT}, \quad (1.7)$$

где η_{BT} – коэффициент несущей способности тройника, определяется по [30].

Расчетная толщина стенки ответвления тройникового соединения (врезки) определяется в соответствии с [30] по формуле:

$$\delta_{PAC_O_T} = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)} \cdot \eta_{BT} \cdot \frac{R_{q_M_TP}}{R_{1_OT_TP}} \cdot \frac{D_{OT_TP}}{D_{M_TP}}, \quad (1.8)$$

где $R_{1_M_TP}$ – расчетное сопротивление материала магистрали (основной трубы) тройника;

$R_{1_OT_TP}$ – расчетное сопротивление материала ответвления тройника;

D_{OT_TP} – диаметр трубы ответвления тройника;

D_{M_TP} – диаметр магистрали (основной трубы) тройника;

D_H – наружный диаметр основной трубы тройника, мм;

η_{BT} – коэффициент несущей способности тройника, зависит от типа тройника.

При расчете принято, что основная труба и труба ответвления тройника изготовлены из одного материала. При этом значение коэффициента несущей способности принимается по формуле:

$$\eta_{BT} = a \cdot \frac{D_{OT_TP}}{D_{M_TP}} + b. \quad (1.9)$$

Значения коэффициентов a и b принимаются по таблице 5.1.3 Значения a и b для сварных тройников без усиливающих накладок, штампованных и штампованных тройников заимствованы из таблицы 6 [36], таблицы 8 [38], а для тройников с усиливающими накладками получены путем аппроксимации кривой 3 соответствующего графика на рисунке 5.1.1.

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1.3 – Значения коэффициентов a и b для тройниковых соединений

$\frac{D_{OT_TP}}{D_{M_TP}}$	Сварные без накладок		Бесшовные и штампосварные		Сварные с накладами	
	a	b	a	b	a	b
от 0 до 0,15	0,00	1,00	0,22	1,00	0,00	1,00
от 0,15 до 0,30	1,60	0,76	0,62	0,94	0,00	1,00
от 0,30 до 0,50	1,60	0,76	0,62	0,94	0,08	1,00
от 0,50 до 0,70	0,10	1,51	0,40	1,05	0,2	0,94
от 0,70 до 1,00	0,10	1,51	0,40	1,05	0,08	1,08

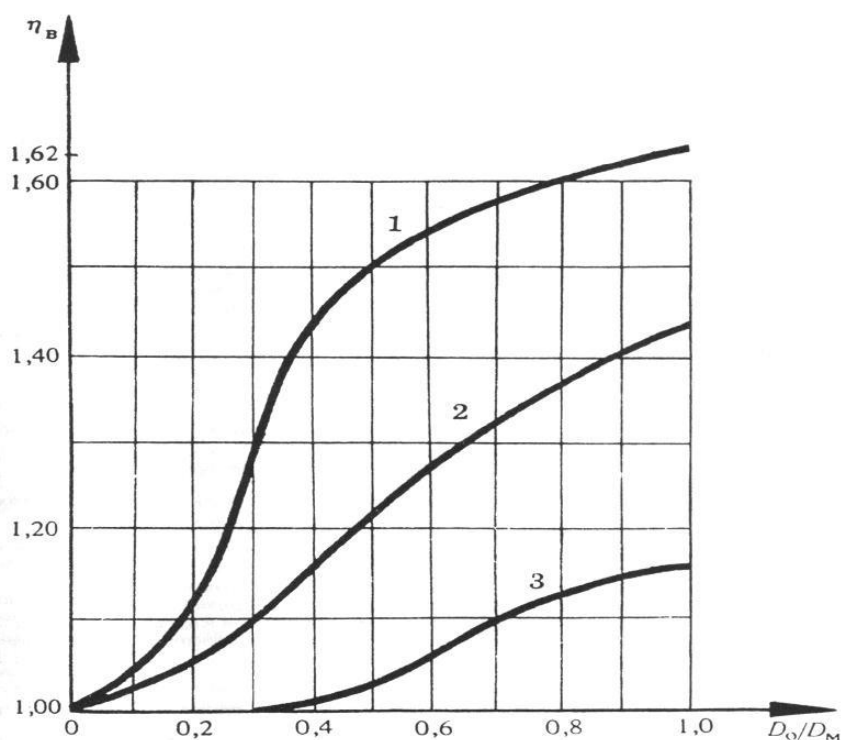


Рисунок 5.1.1 – График для определения коэффициента несущей способности тройников

5.1.2. Расчет остаточного ресурса элементов по скорости коррозионно-эрозионного износа

Величины скорости коррозионно-эрозионного износа ($v_{кор}$) и остаточного ресурса ($T_{ост}$), согласно [48] определяются по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{ост} = K \cdot \frac{\delta_{факт} - \delta_{мин.доп}}{v_{кор}}, \quad 1.10)$$

Где $\delta_{факт}$ – фактическая толщина стенки, мм;

$\delta_{мин.доп}$ – минимально-допустимая толщина стенки трубопровода, рассчитанная согласно [30];

$v_{кор}$ – средняя скорость коррозии, 0.1 мм/год;

$T_{ост}$ – остаточный ресурс, год;

K – коэффициент, зависящий от категории трубопровода и сроков его эксплуатации определяется по таблице 5.1.4.

Полученное расчетное значение скорости коррозионно-эрозионного износа в миллиметрах округляется в большую сторону с точностью до второго знака после запятой до ближайшего большего значения, а расчетное значение остаточного ресурса в меньшую сторону с точностью до второго знака после запятой до ближайшего меньшего значения.

Таблица 5.1.4 – Зависимость коэффициента K от времени эксплуатации трубопровода

Трубопроводы категории «В» проработавшие:	K
до 20 лет включительно	1
более 20-ти до 30-ти лет включительно	0,95

Для обследуемых участков ТТОН ГРС при сохранении заданных эксплуатационных характеристик рассчитываем значение остаточного ресурса элемента ТТОН ГРС. Результаты расчёта остаточного ресурса приведены в таблице 5.1.5.

Таблица 5.1.4 – Результаты расчёта на прочность и остаточного ресурса элементов ТТОН ГРС

№ сварных соединений	Тип элемента	Толщина стенки			Диаметр, мм/угол для отвода	Скорость износа	Остаточный ресурс
		фактическая	расчетная	минимально допустимая			
1	Катушка	6,2	3,0	2,0	108	0,1	>5
2	Отвод	5,7	3,2	2,1	108/90	0,1	>5
3	Катушка	5,8	3,0	2,0	108	0,1	>5
4	Катушка	6,5	3,0	2,0	108	0,1	>5
5	Врезка	5,3	3,5	2,6	89	0,1	>5
6	Катушка	6,0	3,0	1,6	89	0,1	>5
7	Врезка	5,9	3,5	2,6	89	0,1	>5
8	Катушка	6,0	3,0	2,0	108	0,1	>5
9	Катушка	5,6	3,0	2,0	108	0,1	>5
10	Катушка	6,8	3,0	2,0	108	0,1	>5
11	Врезка	4,0	3,5	1,7	57	0,1	>5
12	Переходник конический	10,5	4,0	3,6	108	0,1	>5
13	Заглушка	7,8	4,0	2,6	159	0,1	>5
14	Тройник	4,5	4,0	3,2	108/90	0,1	>5
15	Переходник конический	9,1	4,0	1,8	108	0,1	>5
16	Муфта-переходник	7,5	4,0	1,1	57	0,1	>5
17	Заглушка	5,0	4,0	2,6	159	0,1	>5
18	Катушка	3,8	3,0	2,9	159	0,1	>5

Выводы:

1. По результатам расчета на прочность установлено, что толщина стенок элементов ТТОН ГРС удовлетворяет требованиям п.8.22 и п.8.63 [30].
2. По результатам расчета остаточного ресурс установлено, что 100% элементов ТТОН ГРС остаточный ресурс составляет менее 5 лет.

5.2. Расчёт газопровода-отвода к ГРС на прочность

Методика расчета данного раздела взята из источника [4], указанного в списке использованных источников.

Для расчета взят газопровод-отвод от магистрального газопровода НГПЗ-Парабель-Кузбасс к ГРС «Апрель».

Таблица 5.2.1 – Исходные данные

Диаметр трубопровода наружный D_n , мм	500
Марка стали	08ГБЮ
Начальная температура в ГП T_n , °C	5
Температура окружающей среды $t_{o.cр}$, °C	15
Давление в начале газопровода P_n , МПа	3,5
Глубина заложения трубопровода $h_{тр}$, м	0,8
Среднегодовая температура грунта T_o , °C	6
Производительность Q , млрд. м ³ /год	2,5
Длина трубопровода L , км	30,5
Разность отметок начала и конца трубопровода $\Delta z = z_2 - z_1$, м	4

Основные физические свойства перекачиваемого газа

Молекулярная масса смеси газов $M_{см}$, кг/кмоль согласно[4]

$$M_{см} = \sum X_i \times M_i, \quad (2.1)$$

где X_i – молярная концентрация i -го компонента в смеси, доли единицы; M_i – молекулярная масса i -го компонента в смеси, кг/кмоль.

Таблица 5.2.2 –Критические параметры индивидуальных газов

Компонент	Химическая формула	Молярная концентрация X_i , доли единиц	Молекулярная масса M_i , кг/кмоль	Критическая температура $T_{крі}$, К	Критическое давление $P_{крі}$, МПа	Низшая теплота сгорания $q_{ні}$, МДж/м ³
Азот	N ₂	0,9370	28,013	126,20	3,394	0
Двуокись углерода	CO ₂	0,0276	44,011	304,26	7,368	0
Метан	CH ₄	0,0123	16,043	190,66	4,640	33,41
Этан	C ₂ H ₆	0,0037	30,068	305,46	4,884	59,85
Пропан	C ₃ H ₈	0,0007	44,097	369,90	4,225	86,53
п-Бутан	C ₄ H ₁₀	0,0195	58,124	425,20	3,799	114,27
п-Пентан	C ₅ H ₁₂	0,0002	72,146	469,50	3,373	144,02

Подставляем соответствующие значения X_i и M_i из таблицы 5.2.2 в формулу (2.1) для расчета молекулярной массы смеси газов

$$M_{см} = 0,937 \times 28,013 + 0,0276 \times 44,011 + 0,0123 \times 16,043 + 0,0037 \times 30,068 + 0,0007 \times 44,097 + 0,0195 \times 58,124 + 0,0002 \times 72,146 = 28,95 \text{ кг/кмоль.}$$

Плотность газовой смеси при стандартных условиях согласно [4]

$$\rho_{ст} = \frac{M_{см}}{24,046} = \frac{28,95}{24,046} = 1,20 \text{ кг/ м}^3. \quad (2.2)$$

Плотность смеси при нормальных условиях согласно [4]

$$\rho_{н} = \frac{M_{см}}{22,41} = \frac{28,95}{22,41} = 1,29 \text{ кг/ м}^3. \quad (2.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху согласно [4]

$$\Delta = \frac{\rho_{н}}{1,206} = \frac{1,29}{1,206} = 1,07. \quad (2.4)$$

Критическая температура газа $T_{кр}$, К согласно [4]

$$T_{кр} = \sum X_i \times T_{крі}, \quad (2.5)$$

где $T_{крі}$ – критическая температура i -го компонента газа, К.

Подставляем соответствующие значения X_i и $T_{крі}$ из табл. 5.2.2 в формулу (2.5) для расчета критической температуры газа.

$$T_{кр} = 0,937 \times 126,20 + 0,0276 \times 304,26 + 0,0123 \times 190,66 + 0,0037 \times 305,46 + 0,0007 \times 369,90 + 0,0195 \times 425,20 + 0,0002 \times 469,50 = 138,77 \text{ К.}$$

Критическое давление газа $P_{кр}$, МПа согласно [4]

$$P_{кр} = \sum X_i \times P_{кри}, \quad (2.6)$$

где $P_{кри}$ – критическая давление i -го компонента газа, МПа.

Подставляем соответствующие значения X_i и $P_{кри}$ из табл. 5.2.2 в формулу (2.6) для расчета критического давления газа

$$P_{кр} = 0,937 \times 3,394 + 0,0276 \times 7,368 + 0,0123 \times 4,640 + 0,0037 \times 4,884 + 0,0007 \times 4,225 + 0,0195 \times 3,799 + 0,0002 \times 3,373 = 3,54 \text{ МПа.}$$

Низшая теплота сгорания газовой смеси, Q_H^p , МДж/м³ согласно [4]

$$Q_H^p = \sum X_i \times q_{Hi}, \quad (2.7)$$

где q_{Hi} – низшая теплота сгорания i -го компонента газа, МДж/м³.

Подставляем соответствующие значения X_i и q_{Hi} из табл. 5.2.2 в формулу (2.7) для расчета низшей теплоты сгорания газовой смеси

$$Q_H^p = 0,937 \times 0 + 0,0276 \times 0 + 0,0123 \times 33,41 + 0,0037 \times 59,85 + 0,0007 \times 86,53 + 0,0195 \times 114,27 + 0,0002 \times 144,02 = 2,95 \text{ МДж/м}^3 = 705,07 \text{ ккал/м}^3.$$

Расчёт газопровода-отвода к ГРС на прочность

Методика расчета данного раздела взята из источника [30] Исходя из заданной производительности газопровода $Q = 2,5$ млрд. м³/год условный диаметр для линейной части принят $D_y = 500$ мм. Трубы выбраны в соответствии с [28].

По ТУ 14-3-1464-78 трубы для линейной части магистрального газопровода диаметром 500 мм и на давление 3,5 МПа изготавливаются из стали 08ГБЮ.

Сталь имеет следующие свойства:

- временное сопротивление разрыву $\sigma_{вр} = 510$ МПа;
- предел текучести $\sigma_T = 350$ МПа;
- коэффициент надежности по материалу $K_1 = 1,4$;
- коэффициент надежности по назначению $K_H = 1,1$.

Проверку на прочность трубопроводов в продольном направлении производят по условию согласно [30]:

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_1 \times R_1,$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчётных нагрузок и воздействий, МПа.

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \times E \times \Delta t + 0,25 \times \frac{n \times P \times D_{вн}}{2 \times \delta}, \quad (2.8)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла труб, $1/^\circ\text{C}$;

$\alpha = 1,2 \times 10^{-5} \text{ } 1/^\circ\text{C}$ [30];

E – модуль упругости металла, МПа, $E = 2,05 \cdot 10^5$ МПа [30];

Δt – расчётный температурный перепад, $^\circ\text{C}$.

$$\Delta t = t_{o.ср} - t_{min}, \quad (2.9)$$

где $t_{o.ср}$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

$t_{o.ср} = 15^\circ\text{C}$; t_{min} – минимальная температура грунта, $^\circ\text{C}$; $t_{min} = 6^\circ\text{C}$,

$$\Delta t = 15 - 6 = 9^\circ\text{C}.$$

Так как $\Delta t < 40^\circ\text{C}$, то принимаем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ [30].

n – коэффициент перегрузки, $n = 1,15$ [30];

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа, $P = 3,5$ МПа ;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

$$D_{вн} = D_n - 2 \times \delta, \quad (2.10)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м, $D_n = 0,5$ м;

δ – толщина стенки трубопровода, м.

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.11)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке в трубопроводе, $n = 1,1$ [30];

R_1 – расчётное сопротивление растяжению, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_n}, \quad (2.12)$$

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа,

$$R_1^H = 510 \text{ МПа [30];}$$

K_1 – коэффициент надёжности по материалу трубы, $K_1 = 1,4$ [30];

K_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $K_H=1,1$ [30];

m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0,9$ [30].

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,1} = 298,05 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 3,5 \cdot 0,5}{2 \cdot (298,05 + 1,1 \cdot 3,5)} = 0,0076 \text{ м.}$$

Полученную расчётную толщину стенки трубопровода округляем до ближайшего большего значения. Она будет равна $\delta = 8 \text{ мм}$.

$$D_{BH} = 0,5 - 2 \cdot 0,008 = 0,484 \text{ м;}$$

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \times E \times \Delta t + 0,25 \times \frac{n \times P \times D_{BH}}{2 \times \delta} = -1,2 \times 10^{-5} \times 2,05 \times 10^{-5} \times$$

$$40 + 0,25 \times \frac{1,15 \times 3,5 \times 0,484}{2 \times 0,008} = 49,608 \text{ МПа.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб согласно [30]:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{49,608}{298,05}} - 0,5 \cdot \frac{49,608}{298,05} = 0,656.$$

Производим проверку трубопровода на прочность

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_1 R_1 = 49,608 \text{ МПа} \leq 195,52 \text{ МПа},$$

условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В настоящее время вопрос повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных с использованием современных технологических решений довольно остро стоит в газовой отрасли. В связи необходимостью повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций, предусмотрена полная замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования ГРС.

С развитием электронной вычислительной техники стало возможным автоматизированное управление. В настоящее время на объектах ГРС широко используются как отечественные системы автоматизации, так и зарубежные контрольно-измерительные приборы, системы автоматики и телемеханики.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведены исследования различных методов поддержания технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии. При выполнении планово-предупредительных ремонтов, капитального ремонта, модернизацией и заменой морально и физически изношенного оборудования, узлов и систем повышается надежная и безопасная эксплуатация газораспределительных станций.

Проблемы обоснования, планирования, организации и выполнения капитального ремонта газораспределительных станций играют важнейшую роль в деле обеспечения надежной и бесперебойной подачи газа потребителям. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией ремонтных работ. Доведение технического состояния газоснабжающей системы до уровня, отвечающего современным требованиям – одна из важнейших задач единой системы газоснабжения РФ.

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Асеев А.Е.			Заключение	Лит.		Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.						73	2
Консульт.						НИ ТПУ группа 2БМ5А			
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.							

В ходе выполнения данной работы была изучена нормативно-техническая документация в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации.

На основании комплексного диагностического обследования ГРС «Апрель» и расчета остаточного ресурса элементов технологических трубопроводов основного назначения ГРС сделан вывод, что диагностируемые ТТОН допускаются к дальнейшей эксплуатации в составе ГРС при рабочих параметрах на срок не более 5 лет при условии выполнения мероприятий по дальнейшей эксплуатации и соблюдения установленных требований по условиям пуска и эксплуатации ГРС.

Также был произведен технологический расчет для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель», из которого следует что при полученной расчётной толщины стенки трубопровода равной 8 мм, при продольном осевом напряжении от расчётных нагрузок и воздействий, условие прочности будет выполняться.

					Заключение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с.
2. Хадиев М.Б. Газораспределительные станции: Учебное пособие. – гос. технол. ун-т. Казань, 2005. – 152 с.
3. Кантюков А.А. Компрессорные и газораспределительные станции: Учебное пособие. – Казань: казанский государственный университет, 2005. – 412 с.
4. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности/М.М. Волков, А.Л.Михеев, К.А. Конев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
5. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
6. ВРД 9-1.8-022-2001 «Номенклатурный перечень газораспределительных станций магистральных газопроводов».
7. ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов»
8. ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов».
9. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция».
10. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
11. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

					Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Асеев А.Е.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.					75	4	
Консульт.						НИ ТПУ группа 2БМ5А			
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.							

12. ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия».
13. ГОСТ 9544-2005 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов».
14. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность».
15. ГОСТ 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная».
16. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
17. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы»;
18. ГОСТ 12. 1.005 «Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
19. ГОСТ 12. 1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования».
20. ГОСТ 19433-88 «Газы опасные. Классификация и маркировка».
21. ГОСТ Р 51330.9-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон».
22. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик».
23. ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».
24. Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Приказом ОАО "Газпром" от 18.11.2008.
25. Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Приказом ОАО "Газпром" от 13.07.1998.

					Список использованных источников	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия».
27. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115 град. Цельсия). М.: Роскоммунэнерго, Утв. Минстроем России (приказ от 28.08.92 № 205).
28. Р 51-31323949-58-2000 "Инструкция по применению труб в нефтяной и газовой промышленности».
29. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Начальником Технического Управления Мингазпрома А.Д.Седых 13.11.85, директором ВНИИГАЗа А.И. Гриценко.
30. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
31. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
32. СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».
33. СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции».
34. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
35. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования».
36. СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».
37. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты». Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87.
38. СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».
39. СТО 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

					Список использованных источников	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 40.СТО Газпром 2-1.17-432-2010 «Положение о планово-предупредительном ремонте средств измерений и автоматики».
- 41.СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».
- 42.СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов».
- 43.СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I».
- 44.СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
- 45.СТО Газпром РД 1.10-098-2004 «Методика проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов».
- 46.СТО Газпром 2-4.1-406-2009 «Методика оценки ресурса запорно-регулирующей арматуры магистральных газопроводов».
- 47.СТО Газпром 11-021-2011 «Технологическая связь. Технологические сети диспетчерской связи. Общие технические требования».
- 48.СТО Газпром 2-3.5-045-2006 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
49. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- 50.СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
- 51.ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».

					Список использованных источников	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

1. Basic information about the gas distribution station

1.1. The concept of a gas distribution station

Gas distribution station is constructed at the end of the gas trunk line or branch pipes. High pressure (HP) gas cannot be directly transported to the consumers, as both domestic and industrial gas facilities are designed for low pressure gas. Moreover, the gas should be refined from mechanical impurities and condensate to provide effective equipment performance. Another important factor is to detect gas leakage by the strong odor, which is termed as odorizer.

Decreasing gas pressure to required level, its purification, odorization and flow-rate metering are conducted at the gas distribution station.

The gas distribution station includes the following units:

- (a) switch-gear;
- (b) gas treating (purification);
- (c) gas hydration control (prevention of hydrate build-up);
- (d) gas pressure reduction;
- (e) gas heating;
- (f) commodity gas flow metering;
- (g) gas odorizing;
- (h) gas production for maintenance.

Switch gear unit – switching high gas pressure flow in by-pass pipelines from automatic to manual pressure control, as well as preventing high pressure in gas pipelines through pressure-relief valves.

Gas treating unit – preventing mechanical impurities in pipeline control valves and gas control units via control and automation.

Gas hydration control unit – freeze protection and crystalline hydrate prevention in gas pipelines and valves.

Gas pressure reduction unit – reducing and automated control of set pressure.

Gas flow metering unit – measuring gas flow rate through flow gauges and meters.

Gas odorizing unit – adding odor components which make it possible to detect gas leakages without applying special gauges and devices.



Picture 1 – Gas distribution station

1.2. Purpose and classification of the gas distribution station

Gas distribution station is designed for gas supply from trunk and field pipelines to the following consumers:

1. Oil and gas field facilities;
2. Gas compressor stations;
3. Small and average populated areas;
4. Power plants;
5. Industrial, public – utility enterprises and populated areas.

Depending on production rate, number of discharge manifolds, gas distribution stations can be classified as:

1. Small ($1000\text{--}50000\text{ m}^3/\text{hr}$).
2. Average ($50000\text{--}160000\text{ m}^3/\text{hr}$).
3. High capacity volume ($160000\text{ m}^3/\text{hr}$ and more).

1.3. Pressure regulating valve

Hydraulic control in the gas-distributing system is through pressure regulating valve. Pressure regulating valve is a device to reduce gas pressure within specified limit and downstream pressure maintenance, regardless of changing upstream pressure and gas flow rate being automatically self-opening regulating controller, which, in its turn, automatically changes the resistance pressure in the gas flow.

Pressure controller includes the following elements: sensor continuously monitoring the current values of controlled variables and transfers signals to the control unit; set point device to generate the set point signal of control variant and transfer it to the controlling device.

Depending on the maintaining pressure, pressure controllers are classified as upstream pressure controllers and downstream pressure controller.

Based on control mode, controllers are divided into astatic, static and isodromic.

In static pressure controllers, the pressure changing value in the control opening is directly proportional to the changing gas flow rate in the pipeline and inversely proportional to the changing downstream pressure.

Astatic controllers are controllers with pneumatic downstream pressure set point. An excellent example could be non-damping self-oscillations of pilot control in specific transient operation modes.

The isodromic controllers are direct flow controllers.



Picture 2 – Pressure regulating valve

1.4. Gas filters

Gas filters are for purifying gas from dust, rust, resinous substances and other solid particles. Permanent gas purification improves the structural integrity of the shut-in devices and increases between overhauls due to decreasing sealing surface fatigue. As fatigue decreases flow meter accuracy increases, especially in cases of erosive wear. Appropriate selection and well-planned operation mode are the basic factors in guaranteeing reliable performance throughout the gas supply system.

The filters can be classified according to the following parameters: gas flow direction through the filter element: in-line and rotating; design: linear and angular; shell material and production method: cast iron and welded steel. Filtering material is important in the engineering design and selection of filters. Filtering material should embrace the following characteristics: chemically immune to gas, high purification rate, nondestructive under operating environment and periodic filter cleaning.

Depending on type of filtering material, filters can be divided into netted – woven wire screen or hair – carrier with packed caprone thread and viscin oil saturated.



Picture 3 – Gas filter

1.5. Safety valves

Increasing or decreasing gas pressure above set limit after the pressure controller could result in emergency situations. Increased gas pressure could result in lifted flame and emerging explosive mixtures in the displacement volume within the gas equipment, depressurization, gas leakage in gas pipeline joints and fittings and control and measuring instrument breakdown. Significant gas pressure decrease could result in blowback or flame-out. In this case, gas supply off is neglected, then explosive air-gas mixture forms in the heaters and exhaust duct units and also in gasified buildings.

The most common cause of sharp gas pressure decrease in any pipeline system could be depressurization of gas pipelines and fittings.

To prevent impermissible gas pressure increase or decrease, quick-operating safety shut-off valves (SAV) and safety relief valves are installed.



Picture 4 – Safety valve

1.6. Gas flow meters

High accuracy metering instruments should be installed at the gas distribution station. If transported gas volume is more than 200 mil. m³ back-up metering units should be applied to ensure reliability and measurement reliability of gas volume.

In this case such units should not affect the operation regime of the whole metering system. It is recommended to apply different measurement methods for gas flow rate and gas volume in the major and back-up metering systems.

Measurement devices and auxiliary units are applied for the following functions:

- metering purpose;
- predetermined gas flow rate and its variation range;
- pressure and gas quality factor including gas extraction regime;
- metering unit connection into automatic gas consumption metering systems.

Gas consumption metering embraces:

- flow transducer to measure the gas volume and flow rate;
- instrument piping;
- devices for quality gas treatment;
- gas quality analyzers;
- automation equipment complex, including information processing, storage and communication.



Picture 5 – Gas flow meter

1.7. Gas odorizers

Gas odorizer for dosed odorizer supply in the gas flow at gas distribution station outlet pipeline at operating pressure 1.2 MPa.

Gas odorizer is applied in the gas distribution station and provides:

- dosed odorizer supply into the pipeline;
- control dosed odorizer and automated correction of odorizer flow rate depending on current gas flow rate;
- automated metering of total odorizer flow rate;
- the following information from odorizer control unit can be found on the display screen:
 - (a) odorizer level in operational capacity;
 - (b) current gas flow rate per hour (values from flow meter);
 - (c) operation time of odorizers;
 - (d) accumulation of total odorizer consumption from the injection start;
 - (e) emergency and preventive signals;
- connection with different upper level systems according to the protocol.

Odorizers are intended for outdoor application, including seismic activity areas of up to 9 and in moderate and cold climatic conditions.



Picture 6 – Gas odorizer

1.8. Gas heaters

Gas heaters – gas heating and automated predetermined gas temperature control before pressure reduction in the gas distribution stations. Gas heating ensures reliable technological equipment performance. Operating environment: gaseous medium without aggressive impurities.

Heaters and intermediate heat carriers are designed for heating natural, associated and oil gas to set temperature and can be applied not only within the gas distribution system but also self-contained. Generally, these heaters include updated automation system for self-contained and remote control.

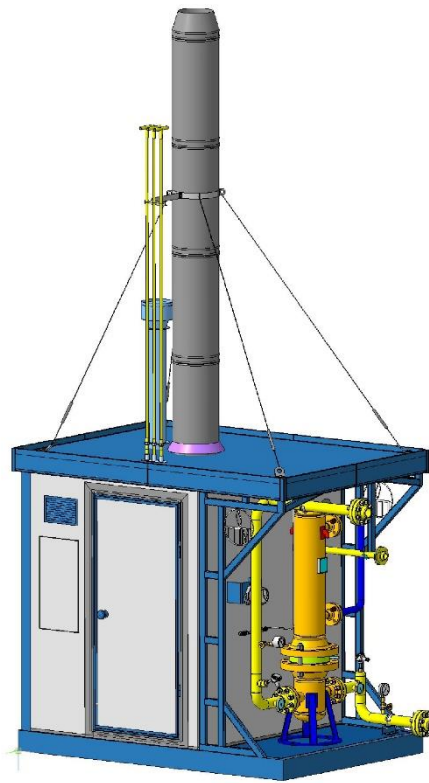
The main advantage of these heaters – gas heating is conducted through intermediate heat carrier, in which there is cooling fluid. Such heaters are highly reliable in performance comparable to fuel gas heaters.

The major advantage is their reliability.

Gas distribution station is the main facility within the trunk pipeline system, the function of which is decreasing gas pressure in the pipeline itself and treatment of gas for future consumers. The modern station – sophisticated highly-automated and energy-intensive facility. Gas pipelines operate in different regimes, which transfer from one regime to another depending on introduced aggregates.

Automated control system are being more and more implemented into different industrial areas due to the electronic computer science development. Nowadays, not only domestic automated systems but also foreign monitoring and metering instrumentation, systems of telemechanics and automation are being implemented into gas distribution stations.

Gas distribution territory should be fenced and equipped by security signal system. Gas distribution station should be located outside any populated area and constructed in accordance with construction standards.



Picture 7 – Gas heater

1.9. Forms of maintenance of the gas distribution station

There are four types of gas distribution station maintenance: central, periodic, home and shift.

Central – permanent service personnel: planned preventive and maintenance and repairs once a week.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 15000 m³/hr;
- automated system to support gas flow rate specifications without operating personnel intervention;
- telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at control room;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automated condensate removal and dehydration from gas treatment unit;
- longitudinal registration of gas flow rate (not less than 7 days);
- registration of basic gas parameters;
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems;

– distance from landfill to station – not more than 2 hours by transport (for regions of Far North and equated localities – no more than 3 hours).

Periodic– station service in one shift by one operator, periodically checking and fulfilling all necessary operations according to approved schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 30000 m³/hr;
 - automated system to support gas flow rate specifications without operating personnel intervention;
 - telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at control room;
 - unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
 - registration of basic gas parameters;
 - automated condensate and mechanical impurities removal from gas treatment unit;
 - longitudinal registration of gas flow rate (not less than 7 days);
 - gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems;
- (determined by design company in view of applied equipment).

Transfer from central to periodic service is conducted in accordance with the instruction of the branch office).

Home – operators work at the station only in accordance with agreed schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 150000 m³/hr;
- automated system to support gas flow rate specifications from operators home;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automated condensate and mechanical impurities removal from gas treatment unit;
- registration of basic gas parameters;
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems.

Shift – 24-hour shift of operating personnel at the station in accordance with approved schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity more than 150000 m³/hr or it there are more than two discharge manifolds;
- telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at control room,
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems;
- registration of basic gas parameters.

Compliance with the above-described requirements is necessary conditions in determining the service type. However, the Organization has the right to change the type of service considering local conditions and features in order to ensure safe and reliable station maintenance. New generation station has working capacity of up to 100000 m³/hr including completely automated technological processes which provide unmanned service involving gas supply to consumers. Daily working hour distribution is according to planned schedule and agreed with trade union committee and adopted by branch office director.

During the summer period the station is transferred from home service to periodic, and from periodic to central to provide: holiday entitlement for station operators; emergency team delivery (for regions of Far North and equated localities — not more than 3 hours) or employed backup operator. At a station of working capacity of 500000 m³/hr or more there are two operators in every shift for reliable and safe automated service operation.

1.10. The main provisions for the service of the gas distribution station

The major function of gas distribution station is to ensure trouble-free and safe station maintenance. General service management is service superintendent fulfilling the following functions:

- providing reliable and safe automated service operation, maintaining established parameters;

- accident elimination at the station;
- conducting repair and overhaul of technological equipment;
- executing documentation about repair and overhaul in due course;
- maintaining metering devices;
- loading methanol into station communication lines to exclude hydration;
- directly involved in sweeping, testing, installation and commissioning of re-launched station operations;
- controlling all maintenance and repair activities at the station;
- conducting regular control of environmental contamination in collaboration with environment control experts;
- developing plans for fire and gas-hazardous measurements at the station.

Service management at the gas distribution station is approved by the Organization, depending on the number of stations, total working capacity, equipment technical condition. To execute above-mentioned tasks the station service should be equipped by special transport equipment and materials.