

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций»

УДК 622.691.5-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллин А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Рудаченко В.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)</i>
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Кириллину Алдару Андреевичу

Тема работы:

«Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций»

Утверждена приказом директора (дата, номер) 20.05.2016, № 3676/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический

Объект исследования – отводы диаметром 219; 426 и 720 мм. на Газораспределительной станции – I -----, производительность ----- м³/ч. Режим работы – непрерывный. Входное давление – ----- МПа, выходное давление на линии подачи газа на ----- МПа, на линии подачи газа на ----- МПа, на линии подачи газа на ----- МПа.

<p>анализ и т. д.).</p>	<p>МПа, на линии подачи газа на ГРС – 2 – ---- МПа. Форма обслуживания – вахтенная. Газораспределительная станция является опасным производственным объектом Вид перекачиваемого продукта – природный газ.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций 3. Общие сведения об отводах 4. Ультразвуковая толщинометрия отводов 5. Расчетная часть 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Таблицы – 36 штук:</p> <ul style="list-style-type: none"> – зарубежные аналоги материала стали 20; – химический состав материала стали 20; – химический состав материала стали 09Г2С; зарубежные аналоги материала стали 09Г2С; – размеры крутоизогнутых отводов с радиусами поворота $R=1,0DN$ и $R=1,5DN$; – овальность на изогнутом участке отвода; – предельные отклонения размеров отводов; – технические характеристики рекомендуемых толщиномеров; – характеристики ультразвукового толщиномера 37DL Plus; – результаты замеров толщин стенок отводов №123, 68, 20; – значения коэффициента несущей способности детали η_v; – значение временного сопротивления материала отвода в зависимости от марки стали; – коэффициент условий работы трубопровода в зависимости от категории трубопровода и его участка; – коэффициент надежности по материалу, в зависимости от характеристики труб; – коэффициент надежности по назначению трубопровода; – исходные данные для расчета отвода №123; – результаты расчетов толщин стенок отводов; – исходные данные при $\delta_\phi < \delta_p$; – значения коэффициента несущей способности для выуклой стороны отвода; – результаты расчетов допустимой толщины стенок отводов; – результаты расчетов допускаемых рабочих давлений; – матрица SWOT; – оценка степени готовности научного проекта к

	<p>коммерциализации;</p> <ul style="list-style-type: none"> – календарный план проекта; – календарный план-график проведения ВКР по теме; – расходные материалы; – спецоборудование для проведения работ; – количество потребляемой электроэнергии оборудованием; – расчет стоимости электроэнергии; – расчет заработной платы одного работника с учетом районного коэффициента; – расчет отчислений на социальные нужды; – группировка затрат по статьям; – основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций; – предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне ГРС согласно ГН 2.2.5.1313 – 03; – характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны газораспределительной станции согласно ГОСТ 30852.19-2002; – исходные данные для расчета параметров залповых выбросов, производимых при плановых ремонтах линий редуцирования. <p>Рисунки – 16 штук:</p> <ul style="list-style-type: none"> – структурная схема видов технического обслуживания; – структурная схема видов ремонта; – система планово-предупредительных ремонтов; – принципиальная схема системы ППР; – техническое обслуживание по фактическому техническому состоянию; – схема проведения технического обслуживания по фактическому техническому состоянию; – типы технического обслуживания в зарубежных странах; – отводы с углами поворота 90, 60, 45, 30 градусов; – отвод гнутый; – отводы секционные сварные; – отвод с эрозионным утонением стенки на выпуклой стороне; – участок контроля на трубопроводе; – схема зала переключений ГРС-1 -----; – схема узла учета газа ГРС-1; – схема зала технологического В-1а ГРС-1; – алгоритм оценки работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна, старший преподаватель</p>

«Социальная ответственность»	Алексеев Николай Архипович, старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Рудаченко Вадим Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллин Алдар Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Кириллину Алдару Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Страховое взносы 30% Районный коэффициент заработной платы – 1,3</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентных решений Проведение SWOT-анализа</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчёт сметы расходов внедрения САУ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Построение календарного плана, графика Ганта Сравнение экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Глызина Т.С.	к. х. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллин Алдар Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

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



Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования	Бакалавриат
Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Период выполнения	(осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Кириллину Алдару Андреевичу

Тема работы:

Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	20.05.2016, № 3676/с

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<p><i>1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);
--	---

	<p>2. <i>Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p>3. <i>Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</i></p> <p>4. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.</i></p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<p>1. <i>Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; -- действие фактора на организм человека ; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); -- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p>2. <i>Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -- механические опасности (источники, средства защиты) -- термические опасности (источники, средства защиты) -- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); <p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. <p>5. <i>Правовые вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей

	<i>зоны.</i>
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет параметров залповых выбросов, производимых при плановых ремонтах линий редуцирования</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Алексеев Н.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Кириллин Алдар Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с., 16 рис., 36 табл., 38 источников, 0 прил.

Ключевые слова: техническое обслуживание, ремонт, планово-предупредительный ремонт, отвод, ультразвуковая толщинометрия, оценка работоспособности.

Объектом исследования является (ются) отводы Газораспределительной станции – 1 -----
-----.

Цель работы – анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительной станции.

В процессе исследования проводились расчеты толщин стенок отводов, расчеты допустимого рабочего давления. Приведены сведения по охране труда и окружающей среды, приведено экономическое обоснование целесообразности внедрения установки САУ ГРС.

В результате исследования были рассмотрены основные сведения о системах технического обслуживания и ремонта оборудования в нефтегазовой промышленности, а также техническое обслуживание и ремонт газораспределительной станции. На основании расчетов толщин стенок отводов была произведена оценка их работоспособности. В результате полученных данных было выявлено, что применяемые отводы работоспособны и могут эксплуатироваться, с дальнейшим контролем стенок не реже, чем один раз в год.

Область применения: газораспределительные станции

Экономическая эффективность/значимость работы определены стоимость внедрения САУ, составившая ----- рублей, срок окупаемости проекта – ----- месяцев.

ABSTRACT

Final qualifying work: 111 pages., 16 figures., 36 tables., 38 sources, 0 applications.

Key words: maintenance service, repair, planned-preventive maintenance, elbow pipe, ultrasonic thickness measurement, installation reliability qualification.

The object of the study: Elbow pipes of -----. gas-distribution station.

The purpose of the work – analysis of systems of maintenance service and repair of installation of gas-distribution station.

In the final qualifying work the bachelor presents a calculation of thickness of walls of elbow pipes, calculation of the allowed working pressure, data on labor protection and environmental protection, economic substantiating fit for purpose design of advance the ACS GDS installation

As result of a research were considered the main data on maintenance service and repair in the oil and gas industry, maintenance and repair of gas-distribution station. а также техническое обслуживание и ремонт газораспределительной станции. On the basis of calculations of thickness of walls of elbow pipes installation reliability qualification was made. As a result of the obtained data it was revealed that the applied elbow pipes are efficient and can be operated with further monitoring of walls at least, that once a year.

Field of application: gas-distribution station.

Economic efficiency and significance of the work: in this bachelor work were defined the cost of advance of ACS GDS which made --- rubles, a project payback period ---- months.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.02.2016	<i>Введение</i>	8
03.03.2016	<i>Обзор литературы</i>	14
10.03.2016	<i>Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций</i>	12
18.03.2016	<i>Общие сведения об отводах</i>	9
02.04.2016	<i>Ультразвуковая толщинометрия отводов</i>	8
26.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	11
25.05.2016	<i>Социальная ответственность при техническом обслуживании и ремонте оборудования газораспределительных станций</i>	10
30.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
02.06.2016	<i>Заключение</i>	8
05.06.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Рудаченко В.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газораспределительная станция: совокупность установок и технического оборудования, измерительных и вспомогательных систем распределения газа и регулирования его давления.

Капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая, базовые.

Отвод: соединительная часть трубопровода, предназначенная для изменения направления потока жидкости (газа).

Работоспособность: это состояние изделия, при котором оно способно выполнять заданную функцию с параметрами, установленными требованиями технической документации.

Ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

Средний ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

Система технического обслуживания: Совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в

					Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кириллин А.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко В.А.					15	111
Консульт.						ТПУ эр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

эту систему.

Текущий ремонт: Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

В настоящей работе использовались следующие обозначения и сокращения:

ГРС – газораспределительная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

НК – неразрушающий контроль;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

САУ – система автоматического управления;

ТОР – техническое обслуживание и ремонт;

ТО – техническое обслуживание.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ВРД 39-1.10-069-2002. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М., 2003. – 70 с.

ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельные допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М., 2003. – 268 с.

ГазТУ 1469-014-01395041-2007. Детали соединительные магистральных и промышленных газопроводов на давление P_p до 9,8 МПа (100 кгс/см^2).

ГОСТ 1050-2013. Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.

ГОСТ 12.1.003–83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1984. – 12 с.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 1989. – 49 с.

ГОСТ 12.1.007–76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1977. – 7 с.

ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования – М.: Стандартинформ, 2008. – 20 с.

ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. М.: Стандартинформ, 1983. – 7 с.

ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: Стандартинформ, 1992. – 11 с.

ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. М.: Стандартинформ, 1982. – 4 с.

ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. М.: Стандартинформ, 1976. – 12 с.

ГОСТ 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 1980. – 16 с.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

ГОСТ 19281-2014. Прокат повышенной прочности. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2015. – 51 с.

ГОСТ 30852.19 – 2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. – М.: Стандартиформ, 2014. – 28 с.

ОНД 86. Методика концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ содержащихся в выбросах предприятия / Утверждён Председателем Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды №192, 04.08.1986 г. – Л.: Гидрометеиздат, 1987. – 68 с.

ОСТ 36-26-77. Детали трубопроводов D_y 500-1400 мм. сварные из углеродистой стали на $P_y \leq 2,5 \text{ МПа}$ ($\approx 25 \text{ кгс/см}^2$).

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением / Утверждён постановлением Ростехнадзора России от 11.06.03 №91, 19.06.2003.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Деан, 2003. – 48 с.

СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 20 с.

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.: Минздрав РФ, 1996. – 7 с.

СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 71 с.

СП 51.13330.2011. Защита от шума и акустика залов. – М.: Проспект, 2016. – 64 с.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

СТО Газпром 041-2008. Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения / Утверждён ОАО «Газпром» Распоряжением 282, 17.09.2008.

Федеральный закон от 21.07.1997 г. №116 – ФЗ, О промышленной безопасности опасных производственных объектов // Собрание законодательства Российской Федерации. – М.: Юстицинформ, 2007. – 65 с.

Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. М.: Стандартиформ, 2009. – 113 с.

Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Оглавление

Введение.....	24
Глава 1. Обзор литературы.....	27
1.1 Общие сведения о техническом обслуживании оборудования.....	27
1.2 Общие сведения о ремонте оборудования.....	30
1.3 Системы технического обслуживания оборудования.....	32
1.3.1 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования по наработке.....	34
1.3.2 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию	38
1.3.3 Краткий обзор зарубежных систем технического обслуживания и ремонта оборудования	45
Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций..	49
2.1 Основные сведения	49
2.2 Ремонтно-техническое обслуживание ГРС в процессе эксплуатации	51
2.3 Подготовка к ремонту на ГРС.....	52
Глава 3. Общие сведения об отводах	54
3.1 Основные положения.....	54
3.2 Краткие характеристики материалов стали 20, 09Г2С.....	54
3.3 Основные сведения об отводах.....	56
3.4 Основные требования к крутоизогнутым штампосварным отводам.....	57
3.5 Основные требования к отводам гнутым	59
3.6 Основные требования к секционным сварным отводам.....	61
Глава 4. Контроль толщин стенок отводов.....	63

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кириллин А.А.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко В.А.</i>					21	111
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

4.1 Общие положения	63
4.2 Проведение контроля толщин стенок отводов	64
Глава 5. Расчетная часть	69
5.1 Оценка работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки.....	69
5.1.1 Определение расчетных толщин стенок отводов	69
5.1.2 Определение допустимых толщин стенок отводов на выпуклой стороне отводов	75
5.1.3 Определение допускаемого рабочего давления.....	76
5.1.4 Алгоритм оценки работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки.....	77
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	79
6.1.1 Потенциальные потребители результатов проекта	79
6.1.2 SWOT-анализ	80
6.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	81
6.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	83
6.2.1 Бюджет проекта.....	85
6.3 Определения срока окупаемости внедрения системы автоматического управления	88
6.4 Вывод по главе 6	89
Глава 7 Социальная ответственность при техническом обслуживании и ремонте газораспределительных станций	90
7 Профессиональная социальная безопасность	91
7.1 Анализ вредных и опасных факторов, при техническом обслуживании и ремонте, а также при эксплуатации ГРС-1	91

7.1.1	Вредные вещества	91
7.1.2	Производственный шум	93
7.1.3	Метеорологические условия в рабочем помещении	94
7.1.4	Освещенность	95
7.1.5	Механическое травмирование	96
7.1.6	Электробезопасность на рабочем месте	96
7.1.7	Пожаровзрывобезопасность.....	97
7.2	Экологическая безопасность.....	99
7.2.1	Анализ воздействия на селитебную зону	99
7.2.2	Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	100
7.2.3	Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	100
7.2.4	Анализ воздействия объекта на литосферу.....	101
7.2	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	103
7.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	103
7.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	103
7.5	Расчет параметров залповых выбросов, производимых при плановых ремонтах линий редуцирования	104
	Заключение	107
	Список использованных источников	108

Введение

Актуальность работы

Непрерывная и надежная работа оборудования является основной задачей предприятия, имеющего сложное дорогостоящее в обслуживании технику. Для решения этой задачи были разработаны мероприятия по обслуживанию и ремонту, обеспечивающие долгосрочное содержание оборудования в работоспособном состоянии при минимальных возможных неплановых остановках его в ремонт и при высоких экономических показателях его работы. Эта система базируется на проведении планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Система ППР подразумевает, что чем больше срок эксплуатации оборудования, тем выше вероятность появления отказа.

Эта модель справедлива для большинства простых типов оборудования. Отказы, связанные со старением оборудования, обычно связаны с накопившейся усталостью материалов, появлением коррозии, износом. Однако, связь между возрастом оборудования (если возраст не превышает нормативный срок эксплуатации) и возникающими на нём дефектами для большинства типов сложного оборудования становится все более слабой.

Кроме того, плановые капитальные ремонты могут привести к росту числа отказов. Связано это с тем, что любые необоснованные реальным текущим техническим состоянием изменения положения оборудования нарушает качество кинематических взаимосвязей в его узлах, достигнутое естественной приработкой сопрягаемых узлов и деталей в процессе эксплуатации.

Система ППР имеет большую трудоёмкость профилактических работ.

Пропорционально росту количества оборудования повышается и общая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций			
Разраб.		Кириллин А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко В.А.					24	111
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				Группа 2Б2А		

трудоемкость ремонтных работ, что требует значительного увеличения численности ремонтного персонала. При проведении профилактических работ через полученные статистическим путём усредненные периоды, даже при наличии поправочных коэффициентов на условия и режимы эксплуатации, без точного определения технического состояния нельзя гарантировать, что в межремонтный период не будут возникать отказы оборудования.

Таким образом, актуальным является повышение эффективности использования оборудования, а именно, применение системы технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию, позволяющая снизить удельные эксплуатационные затраты при полном использовании ресурса деталей, уменьшить продолжительность и периодичность ремонтных работ, а также снизить затраты на покупку запчастей и инструментов по сравнению с ППР.

Одной из главных задач эффективного функционирования газотранспортной системы (ГТС) ПАО «Газпром» является обеспечение надежной и безопасной эксплуатации ГРС [1]. Безопасность эксплуатации ГРС определяется, главным образом, техническим состоянием технологических подземных и надземных трубопроводов, обвязок оборудования ГРС с запорной арматурой, сосудов работающих под давлением (пылеуловителей, фильтров очистки газа, одоризационных бачков, подземных ёмкостей хранения одоранта и сбора конденсата). Вследствие многообразия условий нагружения и эксплуатации ТПО и оборудования ГРС, безопасность ГРС может быть обеспечена только в результате проведения диагностирования и анализа результатов контроля [2].

Участки ТПО газораспределительной станции несут потенциальную опасность, поэтому в качестве объекта исследования были выбраны отводы.

Цель работы – на примере Газораспределительной станции – 1 -----
----- провести анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования.

В связи с поставленной целью выдвинуты следующие **основные задачи**:

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

- рассмотреть системы технического обслуживания и ремонта оборудования в нефтегазовой промышленности, а также техническое обслуживание и ремонт газораспределительной станции;
- на основе отчета по толщинометрии ГРС – 1 -----
оценить работоспособность отводов;
- сделать вывод о возможности дальнейшей эксплуатации.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Глава 1. Обзор литературы

1.1 Общие сведения о техническом обслуживании оборудования

Цель технического обслуживания – восстанавливать в процессе эксплуатации параметры системы, предупреждать снижение эффективности её работы, исключая преждевременное разрушение и снижение безопасности, в том числе, уменьшение степени разрушения и изнашивания деталей и узлов оборудования, обеспечение технического состояния оборудования в пределах номинальных значений. Операции по техническому обслуживанию должны обеспечить безотказность работы оборудования в пределах его периодичности. В состав мероприятий по техническому обслуживанию могут входить: крепежно-регулирующие, моечные, смазочно-заправочные и контрольно-измерительные операции. Все они проводятся принудительно в соответствии с планом, по возможности во время технологических простоев оборудования. Также имеется возможность заменить некоторые быстроизнашивающиеся детали [3].

Техническое обслуживание классифицируют по следующим признакам [3,4]:

Техническое обслуживание в зависимости от этапа эксплуатации, подразделяется на следующие виды:

- ТО при использовании – техническое обслуживание при использовании по назначению, при подготовке к использованию по назначению и после его окончания;
- ТО при ожидании – техническое обслуживание во время ожидания;
- ТО при хранении – техническое обслуживание при хранении, при подготовке к хранению и после его окончания;
- ТО при транспортировании – техническое обслуживание при транспортировании, подготовке к транспортированию и после его окончания

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
Разраб.		Кириллин А.А.			Глава 1. Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко В.А.					27	111
Консульт.						<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа</i>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				<i>Группа 2Б2А</i>		

организацией, специализированной на операциях технического обслуживания;

– фирменный метод ТО – выполняется предприятием - изготовителем.

В соответствии с инструкциями и рекомендациями предприятий изготовителей оборудования, графики работ по проведению технического обслуживания разрабатываются, согласуются с эксплуатирующими подразделениями и утверждаются в надлежащем порядке.

Результаты технического обслуживания заносятся в специальный журнал, при обслуживании оборудования подрядными или сервисными организациями оформляются актом приемки – сдачи [4].

Контроль осуществляется службой главного механика предприятия.

Виды технического обслуживания приведены в структурно схеме на рисунке 1.

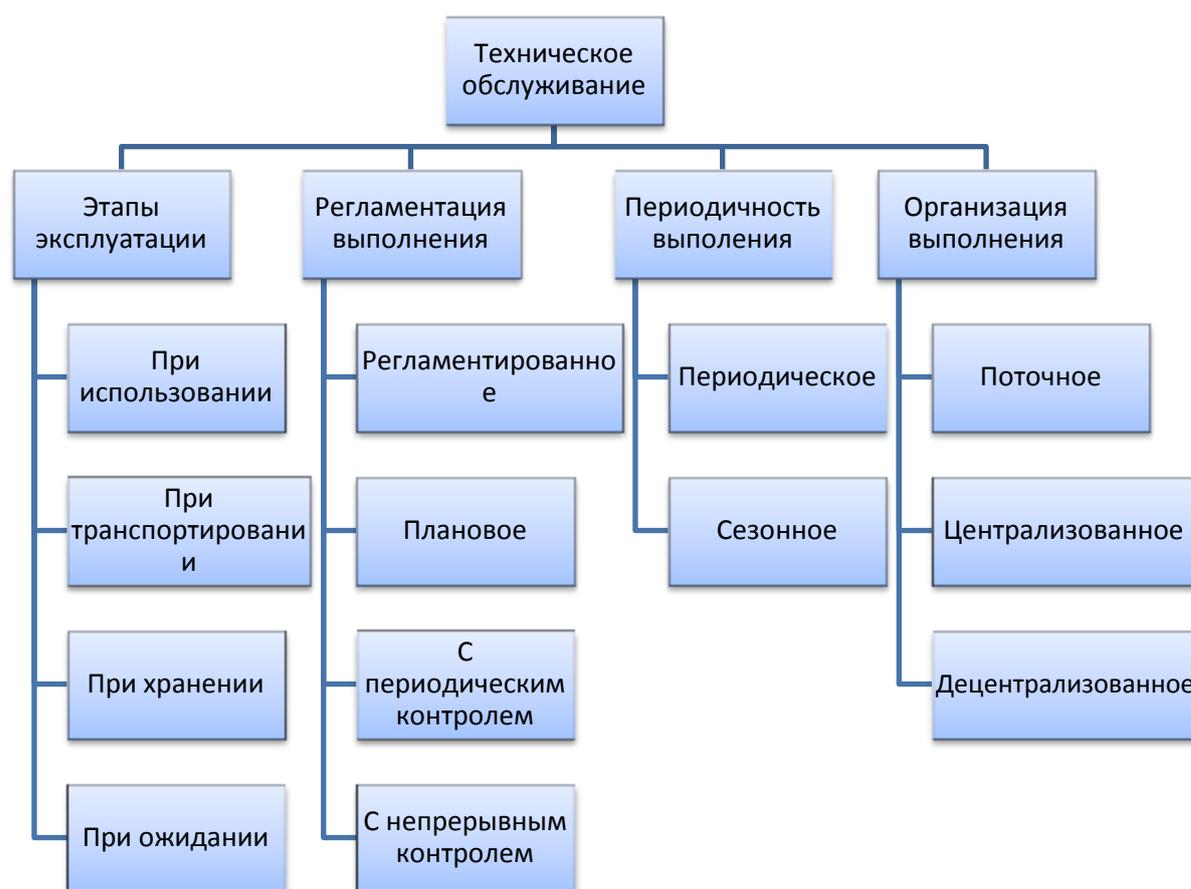


Рисунок 1 – Структурная схема видов технического обслуживания

1.2 Общие сведения о ремонте оборудования

Процесс ремонта позволяет установить причину и природу возникновения дефекта. Производится замена отказавшего элемента или его наладка, испытание объекта в целом и контроль его технического состояния.

Ремонт обязан обеспечить восстановление физико-механических свойств изделий, геометрических размеров и конструктивно – эксплуатационных параметров оборудования в целом [3].

Различают следующие ремонты, в зависимости от степени и объёма восстановления ресурса: текущий, средний и капитальный ремонты [4].

Работы, выполненные при текущем ремонте, по сложности и объёму невелики и включают диагностику технического состояния объекта, восстановление быстроизнашивающихся деталей и замену, а также смазку, регулировку и дефектоскопию отдельных узлов.

Текущий ремонт применяют в процессе эксплуатации для того, чтобы гарантировать обеспечение работоспособного состояния оборудования.

ТР позволяет обеспечить нормальную эксплуатацию оборудования до следующего планового ремонта. Текущий ремонт выполняется обслуживающим персоналом и ремонтными службами по месту установки оборудования. При плановых остановках отдельных видов оборудования, поточных линий, цехов или всего предприятия регулярно проводят текущий ремонт согласно графику.

Средний ремонт необходим для конкретного вида оборудования и осуществляется с целью неполного восстановления его ресурса с заменой сборочных единиц ограниченной номенклатуры. Для тяжелого и громоздкого оборудования проводится на месте эксплуатации.

Капитальный ремонт осуществляется для того, чтобы восстановить исправность и полностью восстановить ресурс оборудования с восстановлением или заменой любых его частей, в том числе базовые, и их регулировкой.

А так же проводится полная разборка, мойка, дефектоскопия и замена узлов, деталей, с последующей сборкой, регулировкой испытанием восстановленного оборудования, окраской и маркировкой.

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнения:

- поточный метод – метод ремонта, выполняющийся на специализированных рабочих местах с конкретной технологической последовательностью и ритмом;
- метод ремонта эксплуатирующей организацией;
- метод ремонта специализированной организацией – выполняется организацией, специализированной на операциях ремонта;
- фирменный метод ремонта – выполняется предприятием-изготовителем.

Виды ремонта приведены в структурно схеме на рисунке 2.

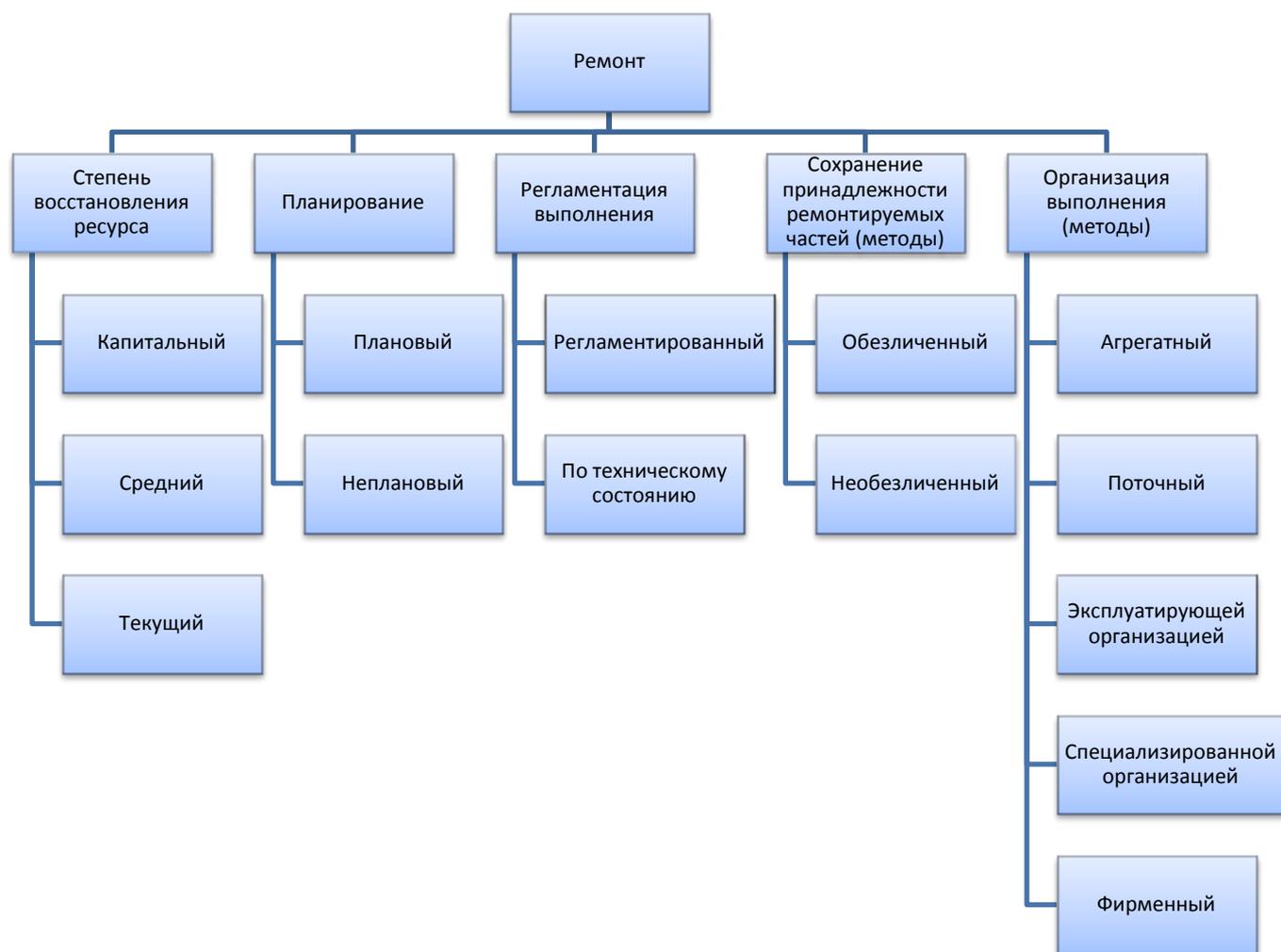


Рисунок 2 – Структурная схема видов ремонта

1.3 Системы технического обслуживания оборудования

Конструктивные особенности, функциональное назначение, условия

эксплуатации оборудования, требования к показателям эффективности и другие факторы определяют объём, виды и периодичность операций по техническому обслуживанию и ремонту оборудования.

Существует две группы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования [3]:

- профилактические работы, направленные на предупреждение повреждений и отказов, имеющие плановый характер;
- работы для выявления и устранения неисправностей, по причине которых произошли отказ и повреждение оборудования.

Выполняемые операции включает две составные части, а именно:

- контрольную;
- исполнительную.

Совокупность этих операций и структура разных систем технического обслуживания и ремонта меняется согласно выбору критерия оптимальности (экономического или технического).

Задачей системы технического обслуживания и ремонта является управление техническим состоянием оборудования для того, чтобы обеспечить его работоспособность и заданный уровень готовности, снизить удельные затраты на проведение технического обслуживания и ремонта [3].

В настоящее время используют следующие системы ТОР [3]:

- система технического обслуживания и ремонта по наработке, при которой периодичность и объём реализации операций устанавливаются значением отработанного времени с начала эксплуатации или после проведения капитального ремонта, и в зависимости от нее назначаются одинаковыми для всех однотипных объектов;
- система технического обслуживания и ремонта по техническому состоянию, при котором периодичность и перечень действий устанавливаются фактическим состоянием объекта, устанавливаемого на основании результатов диагностики.

Системы технического обслуживания и ремонта отличаются в

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

характерности использования ресурсов оборудования, технологических процессов, необходимой оснащённости производственно-технической базы и общей трудоёмкости ремонтных работ.

При выборе технического обслуживания и ремонта нужно руководствоваться не только технической целесообразностью, характеризующая надежность работы оборудования, но и экономической целесообразностью, определяемой величиной эксплуатационных затрат.

Точно выбранная система обеспечит эффективное использование оборудования, способствуя выполнению основного требования к эксплуатации в общем, заключающегося в минимизации затрат при обеспечении максимальной вероятности работоспособности объекта в необходимый для производства момент времени.

Минимальные эксплуатационные расходы и высокое техническое состояние оборудования обеспечивается применением технико-экономического подкрепления при выборе подходящей структуры системы.

1.3.1 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования по наработке

Система технического обслуживания и ремонта по наработке, известная как система планово-предупредительного ремонта получило широкое применение в промышленности. В данной системе используются среднестатистические показатели надежности и экономичности [3].

В системе ППР предусматривается проведение организационно-технических мероприятий предупреждающего характера по ТО и ремонту оборудования принудительного характера согласно плану, для недопущения прогрессирующего износа деталей и уменьшения вероятности отказов. На рисунке 3 отображена система планово-предупредительных ремонтов.

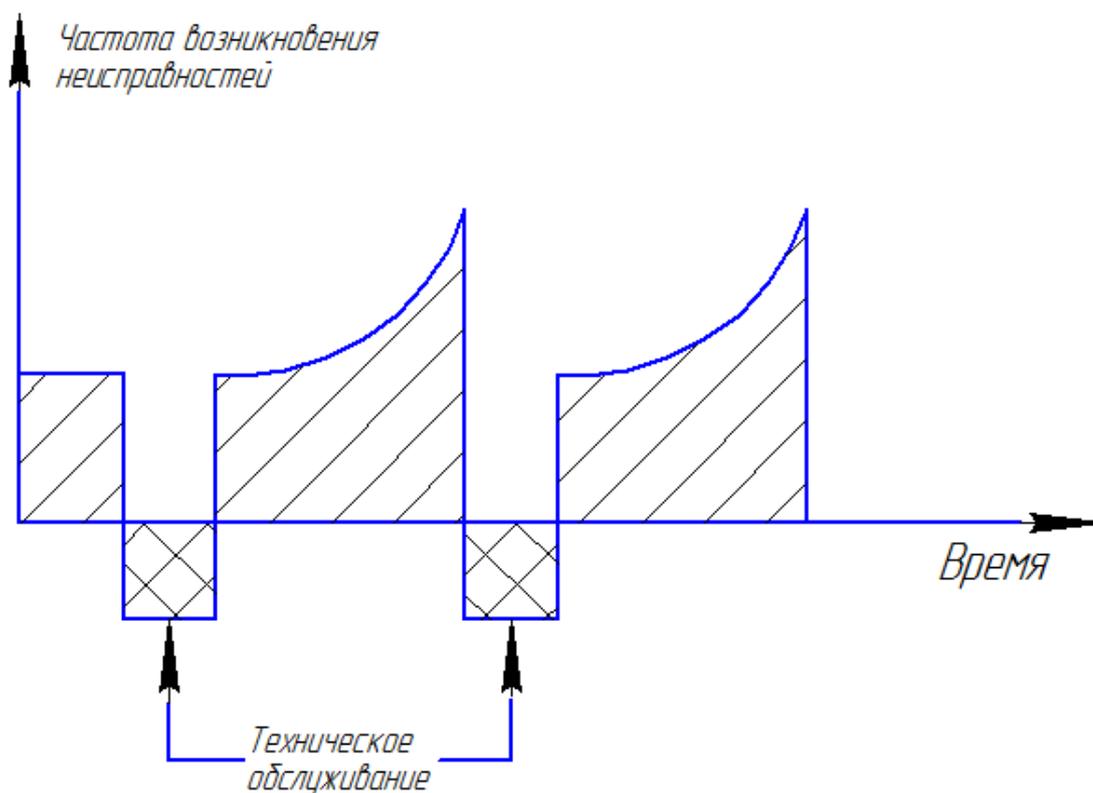


Рисунок 3 – Система планово-предупредительных ремонтов

Необходимое планирование сроков, видов, объёмов мероприятий технического обслуживания и ремонта допускает осуществление материальной, технологической и организационной подготовки ремонтных работ и возможность выполнения их в соответствии с графиком, согласованным с планом производства.

Система ППР оборудования предусматривает [3]:

- техническое обслуживание (ТО);
- текущий ремонт (ТР);
- капитальный ремонт (КР).

Схема системы планово-предупредительного ремонта представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Принципиальная схема системы ППР

Структура ремонтного цикла составляет базу планово-предупредительной системы технического обслуживания и ремонта. Она представляет собой последовательность и периодичность проведения всех видов работ по техническому обслуживанию и ремонту, отличающихся по объёму, и проводимых в определенные периоды времени за весь промежуток времени ремонтного цикла.

Кроме того осуществление различных видов профилактических ТО и ремонтов определяют так, чтобы каждый последующий включал работы предыдущих видов. Ремонтный цикл для нового оборудования устанавливается периодом работы от ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта.

При выборе структуры ремонтного цикла руководствуются различными критериями: предельно допустимыми значениями основных параметров технического состояния изделий, показателей надежности или удельных суммарных затрат.

Длительность ремонтного цикла или межремонтного периода определяется количеством часов, отработанных оборудованием (наработки). Когда такой учет не ведётся, периодичность технического обслуживания и ремонта устанавливается в календарном времени эксплуатации оборудования с учётом плановых коэффициентов его пользования по календарному времени.

В зависимости от уровня, качества работ по техническому обслуживанию и ремонту и условий эксплуатации, предприятия могут согласно действующему стандарту уточнить структуру и длительность ремонтных циклов.

Основные положения системы планово-предупредительного ремонта:

- нормальную работу оборудования до следующего планового ремонта должен обеспечить каждый плановый ремонт;
- ремонт оборудования осуществляется через межремонтные периоды, то есть через планируемые периоды времени;
- техническое обслуживание оборудования производится между плановыми ремонтами;
- каждый плановый капитальный ремонт должен обеспечивать технические характеристики оборудования близкие к характеристикам нового оборудования;
- техническое обслуживание строго регламентируется по времени и объёму и выполняется в соответствии перечня обязательных операций;
- периодичность, чередование и объём технического обслуживания и ремонтов определяются конструкцией, назначением и условиями эксплуатации оборудования;
- ремонт планируется по объёму и времени и выполняется в определённые планом сроки.

Использование системы планово-предупредительных ремонтов обеспечивает поддержание необходимого уровня надежности оборудования и снижение до минимума организационно-технические простои. Но по причине неполной эксплуатации ресурса оборудования и принудительного вывода их в ремонт согласно плану-графику межремонтного цикла уменьшается

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

эффективность использования оборудования, и увеличиваются расходы на эксплуатацию. А так же недостатком этой системы является слабая ориентация на техническое обслуживание оборудования, в том числе, на ее важную часть – диагностику.

1.3.2 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию

Один из способов увеличения эффективности эксплуатации оборудования это использование системы технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию, она позволяет уменьшить удельные затраты на эксплуатацию при полном использовании ресурса деталей [3].

Сущность данной системы заключается в том, что ремонтные работы проводятся только при уменьшении предсказуемых параметров до предельно допустимых величин, то есть используется принцип предупреждения отказов с возможностью обеспечения максимальной возможной наработки изделий при минимальных затратах на эксплуатацию. При этом работы по техническому обслуживанию проводятся с регламентированной периодичностью согласно фактическому состоянию оборудования.

Организация технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию подразумевает непрерывный или периодический мониторинг оборудования для того, чтобы обеспечить заданный уровень работоспособности и надежности, согласно установленным правилам по определению регламента и режимов диагностирования оборудования, и принятию решений в зависимости от полученной информации по изменению его фактического состояния. При этом изучаются состояние объекта на данный момент и тренд измеряемых величин, позволяющий определять время следующего обслуживания или ремонта. На рисунке 5 отображена система технического обслуживания по фактическому техническому состоянию.

					<i>Глава 1. Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

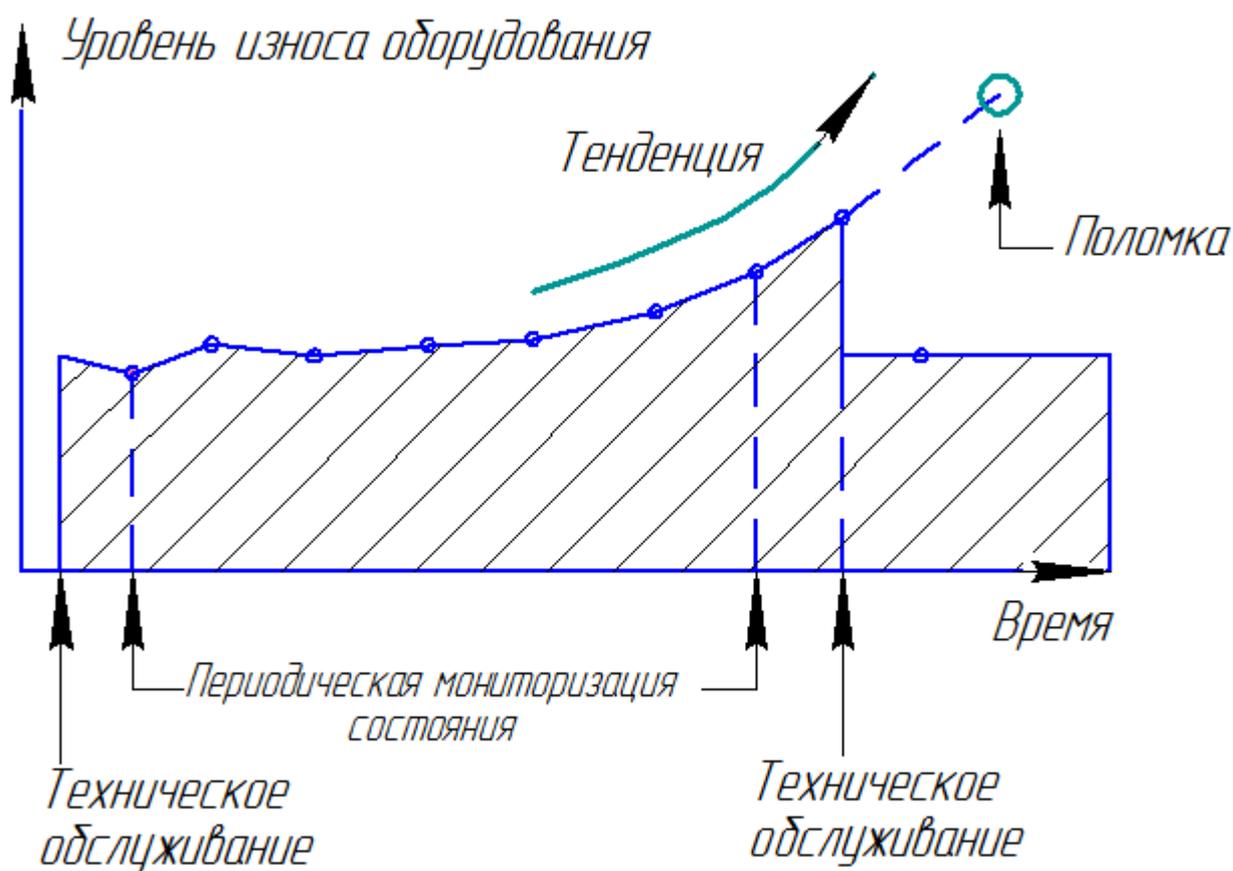


Рисунок 5 – Техническое обслуживание по фактическому техническому состоянию

Применение данной системы технического обслуживания и ремонта, ориентированного на состояние оборудования должно обеспечить:

- замену узлов и деталей при отклонении рабочих характеристик оборудования за допустимые пределы или достижении предельного износа;
- остановку системы или оборудования только в крайних случаях, когда возможна аварийная ситуация или это экономически целесообразно;
- техническое обслуживание оборудования (по способности: балансировку, регулировку, центровку элементов, замену быстроизнашивающихся деталей и т.д.);
- нахождения слабого узла, лимитирующего время между ремонтом или обслуживанием, и выдачи рекомендаций по увеличению его надежности;
- объективный мониторинг качества выполнения монтажа, ремонта,

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

регулировок.

Выполнение структурной схемы технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию с мониторингом параметров требует:

- определение минимально достаточного числа диагностируемых параметров для того, чтобы получить обоснованную информацию о состоянии объекта контролирования на данный момент времени;
- обоснование зоны допустимых отклонений контролируемых параметров;
- разработку программ и алгоритмов контролирования технического состояния оборудования;
- создание технических средств диагностирования и условий для немедленного распознавания и выявления неисправностей на основе автоматизированной системы контроля.

Техническое диагностирование и прогнозирование технического состояния объекта являются основой данной системы. Повторяемость контроля может быть гибкой или жесткой. При гибкой периодичности, межконтрольная наработка вычисляется в процессе диагностического процесса и принимается по результатам анализа прогнозных оценок и предыдущего контроля. При жесткой, последовательность диагностирования регламентируется и остаётся постоянной в ходе всего времени эксплуатации. Для того, чтобы обеспечить достаточную надежность оборудования, величина межконтрольной наработки не должна быть выше величины наработки на отказ наиболее уязвимого узла оборудования. Прогнозирование выполняется при постоянном диагностировании для вычисления времени сохранения работоспособного состояния. А при периодическом контроле для нахождения момента времени очередного контроля. Итоги контроля и диагностирования являются основными для принятия решений о необходимости технического обслуживания и ремонта, объёме и времени проведения и планирования следующего диагностического контроля [3].

Осуществление технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию тесно связано с затратами на проведения диагностики и

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Глава 1. Обзор литературы					

прогнозирования, следовательно, одно из условий использования метода является преобладание у данного вида оборудования постепенных и предупреждаемых отказов над не предупреждаемыми и внезапными отказами.

Схема проведения технического обслуживания по фактическому техническому состоянию представлена на рисунке 6.

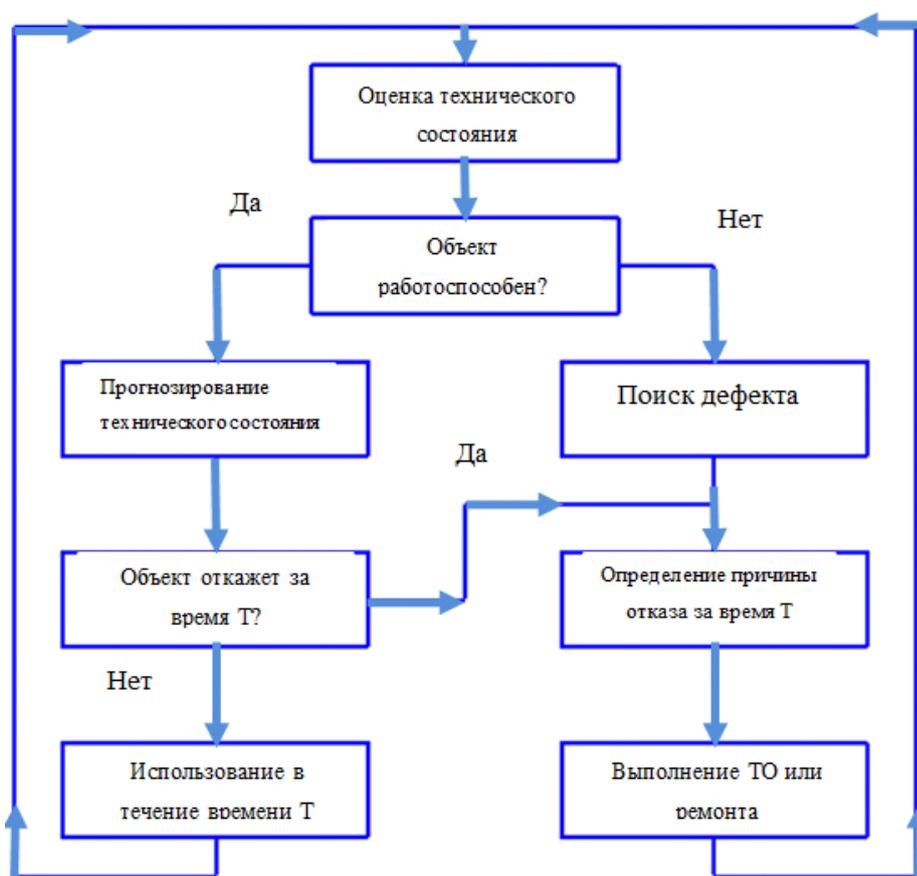


Рисунок 6 – Схема проведения технического обслуживания по фактическому техническому состоянию

Необходимые условия для применения технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию следующие:

- экономическая целесообразность;
- обученный персонал;
- методика определения технического состояния и его прогнозирования;
- пригодность к проведению контроля у оборудования.

Важный элемент системы технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию это служба технической диагностики. В её задачи входят выполнение заявок на внеплановое диагностирование, плановых

обследований оборудования, участие в приёмке объекта из ремонта и выписка рекомендаций как предотвращать отказы. Персонал службы должны быть обучены использованию средств диагностики и результатов. Основным вопросом эффективности эксплуатации ТО и Р по фактическому техническому состоянию является задача разработки средств и методов диагностирования, обладающие большой информативностью. В соответствии с большой номенклатурой оборудования нефтегазовой отрасли, эту базу технической диагностики экономически выгодно применять в большинстве для основного оборудования.

В состав системы технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию входят [3]:

1) *диагностирование технического состояния объекта:*

– контроль технических параметров согласно нормативам;

2) *ТО:*

– ежедневное;

– периодическое (регламентированное, плановое);

3) *Ремонт в соответствии с фактическим техническим состоянием:*

– плановый (по фактическому состоянию);

– внеплановый (аварийный).

Для того, чтобы проводить ТО и Р оборудования по ФТС необходимо провести контроль фактического технического состояния с оценкой работоспособности объекта и прогнозирования условий его дальнейшей работы. Главными задачами мониторинга технического состояния оборудования являются:

– определение перечня нуждающихся в ремонте узлов и деталей и вычисление объёма всех ремонтных работ;

– объективная оценка фактического технического состояния оборудования, выявление изношенных частей и дефектов;

– определение качества ремонтных работ и их правильной эксплуатации.

При проведении контроля технического состояния оборудования

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

осуществляется:

- визуальный контроль, характеризующий общее техническое состояние и комплектность оборудования;
- инструментальный (измерительный) контроль;
- техническое диагностирование.

Визуальный контроль технического состояния необходим для того, чтобы выявить поверхностные дефекты в сварных соединениях и основном металле, возникающие во время эксплуатации и монтажа. Он проводится прежде, чем выполняются измерительные и неразрушающие методы контроля невооруженным глазом или с использованием оптических приборов. При данном методе контроля технического состояния выявляются и проверяются:

- дефекты резьбы;
- механические повреждения (изломы, разрывы, вмятины, раковины);
- закаты, расслоения, трещины в основном металле;
- дефекты сборочных единиц и деталей;
- ослабление крепления болтовых соединений;
- прерывание швов, трещины в сварных швах;
- комплектность оборудования;
- исправность электрооборудования, КИП и А;
- правильность функционирования сборочных единиц и деталей.

Инструментальный (измерительный) контроль технического состояния оборудования проводят для того, чтобы определить согласованность сборочных единиц и геометрических размеров деталей требованиям нормативно-технической документации, нахождения допустимости, определенных во время визуальном контроле, повреждений сварных соединений и основного металла.

Для того, чтобы измерять формы и размеры деталей, сборочных единиц, оборудования, дефектов поверхностей, сварных соединений должны применяться работоспособные инструменты, прошедшие метрологическую проверку.

При инструментальном (измерительном) контроле деталей, сборочных единиц, сварных соединений оборудования определяют размеры:

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Во время инструментального (измерительного) контроля сборочных единиц, сварных соединений и деталей оборудования определяют размеры:

- механических повреждений основного металла;
- повреждения резьб;
- участков, подверженных деформации;
- изношенных поверхностей;
- участков, подверженных коррозии;
- дефектных участков сварных швов;
- отклонения от расположения и формы поверхностей деталей.

Техническое диагностирование состоит из планового, оперативного и непланового диагностирования оборудования:

- неплановое диагностирование проводится на основе информации (заявки) сервисной или эксплуатирующей организации.
- плановое диагностирование производится не реже, чем один раз в три месяца;
- оперативное диагностирование проводится по графикам текущих обследований согласно программе;

По итогам диагностики составляют акт о техническом состоянии.

Ремонт оборудования по техническому состоянию проводят по итогам диагностирования оборудования, и может быть неплановым и плановым.

Плановый ремонт осуществляется по месячным и годовым планам-графикам ремонта оборудования (модернизации, замены), разработанные на основании прогнозных результатах технического диагностирования с корректировкой и учетом объёмов работ, определяющихся при мониторинге технического состояния.

Преимущества обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию перед обслуживанием в системе планово-предупредительного ремонта:

- уменьшение расходов по ТО за счет вычета ремонта работоспособного оборудования;

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- наличие непрерывной информации о состоянии объекта;
- прогнозирование и планирование объемов ТО и ремонтов оборудования;
- обеспечение качества и эффективности ремонта за счет контроля после ремонта;
- возможность снижения до минимума внеплановых остановок оборудования;
- эффективное планирование распределения инструмента, запасных частей;
- улучшение экологии, условий охраны труда.

Переход на систему ТО и ремонта оборудования по техническому состоянию разрешит получить экономическую выгоду за счет:

- устранения необоснованного ремонта;
- рационального и обоснованного планирования сроков ремонта на базе заранее полученных объёмов работ, то есть по итогам диагностики;
- исключение неисправностей в начале их проявления;
- снижение объемов запасных частей и рем. фонда оборудования, оптимизации сроков их заказов и поставки;
- уменьшение объёмов ремонтного фонда и запасных частей оборудования, оптимизации сроков их поставки и заказов;
- уменьшение потерь добываемого продукта из-за снижения простоев оборудования.

1.3.3 Краткий обзор зарубежных систем технического обслуживания и ремонта оборудования

В зарубежных странах, как и в России, существуют различные типы технического обслуживания, они представлены на рисунке 7 [6].

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

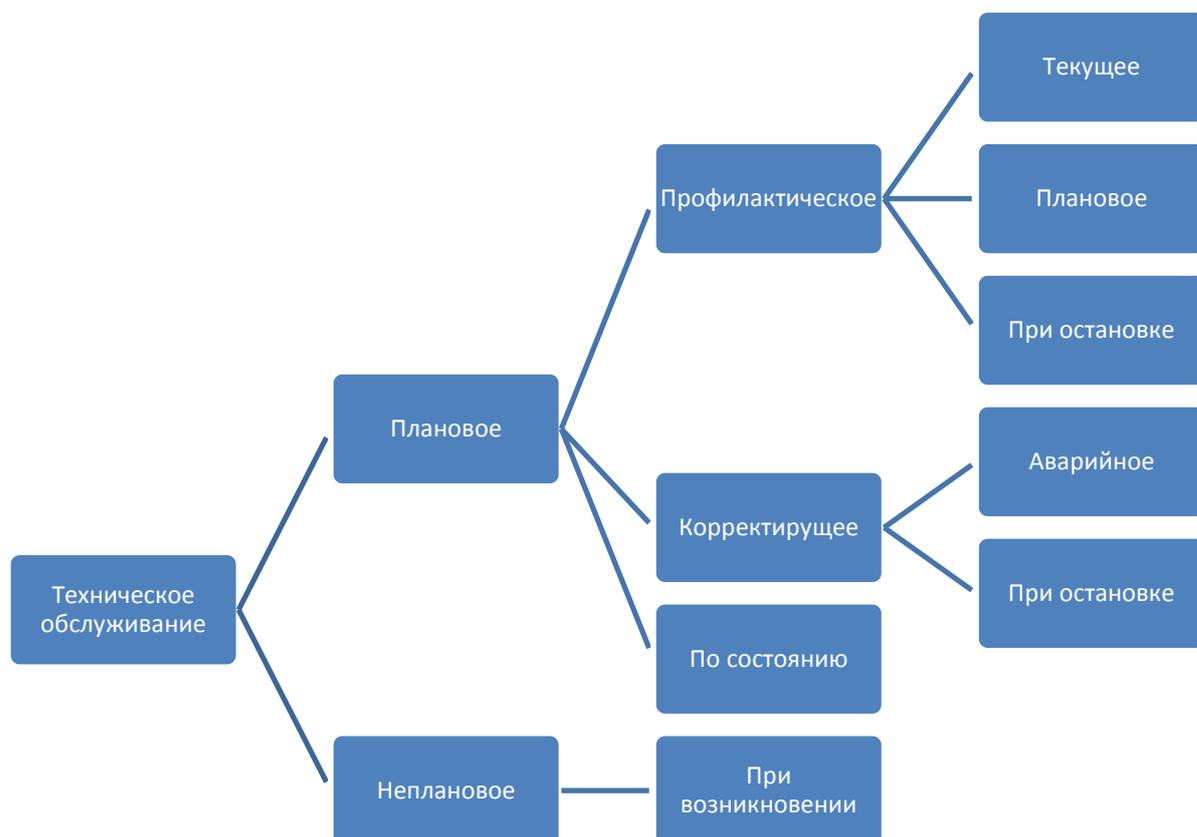


Рисунок 7 – Типы технического обслуживания в зарубежных странах

Плановое техническое обслуживание состоит из профилактического, корректирующего и ТО по состоянию.

Профилактическое техническое обслуживание – это ряд действий, необходимых для выполнения на оборудовании до возникновения отказа для предотвращения или снижения ухудшения в эксплуатации оборудования.

С другой стороны, это обслуживание, выполняемое в определенных периодах времени или в соответствии с предписанными критериями и предназначено для уменьшения вероятности отказа или ухудшения функционирования.

Оно включает в себя три вида, такие как:

- текущее;
- плановое;
- при остановке.

Текущее техническое обслуживание включает в себя операции, выполняющиеся во время эксплуатации оборудования. Например: смазка, подтяжка гаек и т. п.

Плановое техническое обслуживание осуществляется специализированными организациями согласно плану. Они проверяют правильность эксплуатации оборудования и гарантируют безотказность работы.

Техническое обслуживание при остановке представляет собой комплекс профилактических работ по ТО, осуществляющейся во время полной остановки оборудования. Выполняется, как правило, после трёх или шести месяцев.

Корректирующее техническое обслуживание.

В данном ТО, такие действия, как ремонт, замена или восстановление выполняются после возникновения отказа оборудования для устранения причины отказа или снижения частоты его возникновения.

Главное различие между корректирующим и профилактическим техническими обслуживаниями является то, что прежде чем проводить корректирующее ТО, должен возникнуть отказ.

Существует два вида корректирующего технического обслуживания:

- аварийное;
- при остановке.

Аварийное ТО основано на том, что оборудование эксплуатируется до тех пор, пока не случится отказ, а затем с помощью ремонта возвращают его в работоспособное состояние.

Персонал технического обслуживания определяет, где случился отказ, и немедленно производят ремонт.

Такой вид технического обслуживания выполним на небольших фабриках где:

- небольшой ассортимент оборудования;
- оборудования просты и не требуют специалиста;
- внезапный отказ не будет причиной больших финансовых потерь.

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Техническое обслуживание по состоянию.

ТО по состоянию подразумевает предотвращение отказа до того, как он произойдет, определяя и устраняя его источник, прежде чем он приведет к ущербу оборудования.

Данный вид технического обслуживания выполняется непрерывно или периодически согласно требованиям для диагностики или мониторинга условий или системы.

Внеплановое техническое обслуживание.

Действия по ТО, выполняемые без предшествующего планирования.

Экстренное техническое обслуживание – это один из примеров непланового ТО.

Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций

2.1 Основные сведения

Для обеспечения нормальной работы ГРС должна периодически подвергаться профилактическим осмотрам с целью своевременного выявления повреждений.

Периодичность и содержание работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования устанавливается положением по технической эксплуатации ГРС [7]. Для оборудования и систем ГРС устанавливаются следующие виды обслуживания и ремонта [5]:

- периодическое техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

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

Текущий ремонт – вид ремонта, при котором обеспечивается нормальная эксплуатация оборудования до очередного планового ремонта. Во время текущего ремонта устранение неисправности и восстановление работоспособности оборудования осуществляется путем замены или восстановления отдельных деталей, сборочных единиц и узлов. При текущем ремонте обязательно проверяется техническое состояние остальных составных частей с устранением обнаруженных неисправностей и выполнением регулировочных работ. Необходимость проведения текущего ремонта определяется на основании результатов плановых осмотров в процессе эксплуатации ГРС.

Капитальный ремонт – проводится в зависимости от технического

					Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кириллин А.А.			Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко В.А.					49	111
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				Группа 2Б2А		

состояния ГРС и связан с заменой основных узлов и деталей, в том числе и оборудования. Работы, связанные с комплексной заменой блоков и узлов ГРС или полной заменой ГРС, аналогичной пропускной способности, следует отнести к капитальному ремонту.

При ремонте запорных кранов на линиях редуцирования и другого оборудования подача газа потребителям производится по обводной линии в соответствии с инструкцией ЛПУМГ.

Для проведения профилактических и ремонтных работ один раз в год осуществляется остановка ГРС. Ремонтные работы, связанные с отключением ГРС, должны проводиться в период наименее интенсивного отбора газа и должны быть согласованы потребителем. В случае возникновения немедленно с обязательным последующим уведомлением потребителя. При проведении ремонтных работ должны выполняться мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации оборудования и повышение его технико-экономических показателей [7].

Каждое ЛПУ на предстоящий осенне-зимний период разрабатывает план мероприятий для обеспечения безаварийной работы газораспределительной станции. В первую очередь в плане должны быть учтены:

- наладка и проверка системы подогрева газа, вентиляции и отопления, ЭХЗ, КИПиА, электрооборудования;
- осмотр сооружений и зданий;
- ремонт и осмотр фланцевых соединений и сальниковых уплотнений;
- замена смазки в редукторах;
- проверка герметичности соединительных линий и запорной арматуры на них;
- проверка состояния средств пожаротушения;
- проведение дополнительных противоаварийных тренировок дежурного персонала ГРС.

После ремонта, основное оборудование ГРС проверяется в работе под нагрузкой в сроки, указанные заводом-изготовителем, но не меньше, чем 48

					<i>Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

часов. Если дефектов в этот промежуток времени не обнаружено, то оборудования эксплуатируют в дальнейшем.

Необходимо проводить проверку технического состояния подземных и надземных газопроводов для того, чтобы оценить техническое состояние коммуникаций и оборудования ГРС.

Если ГРС эксплуатируется более 20 лет, независимо от назначения, условий эксплуатации и конструктивного исполнения, производится комплексная техническая диагностика технологической обвязки ГРС согласно [2]. По итогам технической диагностики указывается следующий период её проведения, но не реже, чем 1 раз в 5 лет.

2.2 Ремонтно-техническое обслуживание ГРС в процессе эксплуатации

Персонал службы ГРС имеет право осуществлять ремонтно-техническое обслуживания ГРС в ходе эксплуатации.

Текущий ремонт оборудования и систем ГРС при любой форме обслуживания должен проводиться по мере необходимости согласно [7].

К текущему ремонту относятся:

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

Для учета и контроля всех ремонтных работ, проводимых на ГРС, следует составлять план-график.

					<i>Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Периодическое ТО ГРС – это выполнение комплекса мероприятий на работоспособном оборудовании, приборах, системах согласно заводским и производственным инструкциям.

Оно осуществляется:

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

2.3 Подготовка к ремонту на ГРС

До того, как вывести в ремонт оборудование или систему должны быть осуществлены подготовительные действия:

- утверждена и составлена документация на работы на время ремонта;
- заготовлены, в соответствии с дефектной ведомостью, необходимые приборы, материалы, запасные части и оборудование;
- приведены и укомплектованы в работоспособное состояние приспособление, инструменты, подъёмно-транспортные механизмы и такелажное оборудование;
- подготовлены рабочие места для проведения ремонта;
- проинструктирована и укомплектована ремонтная бригада;
- предусмотрены меры по непрерывному снабжению потребителя газом;
- подготовлены к действию СИЗ и пожаротушения.

Ведомость о дефектах должна включать в себя перечень предполагаемых работ с указанием норм расхода запасных частей для ремонта и материалов.

Сменные детали и материалы для ремонта оборудования и систем ГРС поставляются объединением согласно заявкам ЛПУМГ, составляемые в соответствии планам ремонтных работ на ГРС.

Вывод станции в плановый ремонт осуществляется службой ГРС по календарному графику и согласованию с диспетчером и потребителями.

					<i>Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Очередность закрытия запорной арматуры должна обеспечить минимальные потери газа в атмосферу при опорожнении газа из системы ГРС. После остановки ГРС необходимо составить уточненную ремонтную ведомость на основании предварительно заготовленной дефектной ведомости и дефектов, обнаруженных при вскрытии ремонтируемого оборудования. На период ремонта ГРС подача газа потребителям обеспечивается через обводную линию, а давление на выходе станции поддерживается оператором дистанционно или вручную.

Ремонт ГРС считается завершенным после проведения испытаний в течение 48 часов и приемки отремонтированных блоков и узлов. При обнаружении дефектов в процессе испытания оборудования или системы и подготовки ГРС к пуску, ремонт считается незавершенным до устранения дефекта и повторного испытания.

После проведенных испытаний и приемки оборудования осуществляется пуск ГРС и разрешается её дальнейшая эксплуатация.

					<i>Глава 2. Техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Глава 3. Общие сведения об отводах

3.1 Основные положения

Отвод – соединительная деталь, служащая для изменения направления трубопровода [8]. Отвод представляет собой отрезок трубы изогнутый под определенным углом. Отводы изготавливаются из различных марок сталей.

Для ГРС должны применяться отводы гладкие гнутые, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, штампосварные из двух половин, гнутые при индукционном нагреве, отводы сварные секторные. Длина секторов по внутренней образующей должна быть не меньше $0,150D$ [9].

Основные марки стали для отводов обвязочных трубопроводов и труб являются: 20, 10, ВМСт30, 17Г1С, хладостойкая сталь 09Г2С – при обустройстве объектов в условиях Крайнего Севера, 15ХСНД, микролегированные малоперлитные стали регулируемой прокатки со 100% неразрушающим контролем [9].

На ГРС – 1 ----- применяют отводы диаметром от 57 до 720 мм с маркой стали: 20, 09Г2С. Для расчета выбраны отводы с номинальными диаметрами: 219; 426; 720 мм.

Отводы предназначены для осуществления поворота трубопровода на определенный угол.

Согласно [10] отводы должны быть изготовлены из листовой стали или труб согласно отраслевыми, государственными стандартами или техническими условиями, утвержденные в установленном порядке.

3.2 Краткие характеристики материалов стали 20, 09Г2С

Характеристика материала стали 20 [11]:

Марка: 20.

					Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кириллин А.А.				Глава 3. Общие сведения об отводах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко В.А.						54	111
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.					Группа 2Б2А		

Заменитель: 15,25.

Классификация: Сталь конструкционная углеродистая качественная.

Применение: Трубы перегревателей, коллекторов и трубопроводов котлов высокого давления, листы для штампованных деталей, цементуемые детали для длительной и весьма длительной службы при температурах до 350 °С.

Зарубежные аналоги: указаны в таблице 1, в ней указаны как точные, так и ближайшие аналоги.

Таблица 1 – Зарубежные аналоги материала стали 20

США	Германия	Япония	Франция	Англия	Евросоюз	Китай
-	DIN, WNr	JIS	AFNOR	BS	EN	GB
1020	1.0402	S20C	1C22	050A20	1.0402	20
1023	1.0405	S20CK	2C22	055M15	1.1151	20G
1024	1.1151	S22C	AF42	070M20	1.1152	20R
G10200	C22	STB410	AF42C20	070M26	2C22	20Z
G10230	C22E	STKM12A	C20	1449-22CS	C20E2C	
H10200	C22R	STKM12A-S	C22	1449-22HS	C22	
M1020	Ck22	STKM13B	C22E	1C22	C22E	
M1023	Cm22	STKM13B-W	C25E	22HS		
	Cq22		XC15	430		
	St35		XC18	C22		
	St45-8		XC25	C22E		

Химический состав материала стали 20 приведен в таблице 2 согласно ГОСТ 1050-88.

Таблица 2 – Химический состав материала стали 20

C,%	Si,%	Mn,%	Ni,%	S,%	P,%	Cr,%	Cu,%	As,%	Fe,%
0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	до 0,3	до 0,04	до 0,035	до 0,25	До 0,3	До 0,08	~98

Характеристика материала стали 09Г2С [12]:

Класс: Сталь низколегированная конструкционная, предназначенная для сварных конструкций, марка стали 09Г2С применяется для производства труб и другого металлопроката.

Использование в промышленности: различные элементы сварных металлоконструкций и детали, работающие при температуре от минус 70 до плюс 425 °С под давлением.

Расшифровка марки 09Г2С: Марка 09Г2С показывает, что в стали имеется 0,09% углерода, далее следует буква «Г», обозначающая марганец, а цифра 2 означает содержание марганца в процентах, то есть 2% марганца. Затем следует буква «С», указывающая на кремний в составе, но так как после «С» цифры нет, то это значит, что содержание кремния менее 1%.

Итак, марка стали 09Г2С включает 0,09% углерода, до 2% марганца, менее 1% кремния и так как общее количество добавок в районе 2,5%, то это низколегированная сталь.

Химический состав материала 09Г2С приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Химический состав материала стали 09Г2С

C,%	Si,%	Mn,%	Ni,%	S,%	P,%	Cr,%	N,%	Cu,%	As,%	Fe,%
до 0,12	0,5-0,8	1,3-1,7	до 0,3	до 0,04	до 0,035	до 0,3	до 0,008	До 0,3	До 0,08	~96-97

Зарубежные аналоги указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Зарубежные аналоги материала стали 09Г2С

Германия	13Mn6, 9MnSi5
Япония	SB49
Китай	12Mn
Болгария	09G2S
Венгрия	VH2
Румыния	9SiMn16

3.3 Основные сведения об отводах

Отводы бывают двух видов [8]:

- стальные;
- гнутые.

Стальные отводы подразделяются на [8]:

- крутоизогнутые цельнонатянутые;
- штамповарные крутоизогнутые;
- секционные сварные.

Отводы крутоизогнутые цельнонатянутые изготавливаются из углеродистой и низколегированной стали, имеющих углы изгиба в 45, 60, 90 и

180 градусов. Такие отводы изготавливаются из труб методом протяжки по роугообразному сердечнику или штамповки.

Штампосварные крутоизогнутые используются в магистральных и промысловых трубопроводах и имеют диаметры от 219 до 1420 мм. Их рабочее давление достигает 10 МПа для объектов нефтяной и газовой промышленности.

Сварные секционные изготавливаются с использованием углеродистой и низколегированной стали для теплосетей и тепловых электростанций, коммунальной и промышленной сферы. Такие отводы имеют углы в 15, 30, 60 и 90 градусов, рабочее давление до 2,5 МПа при температуре в 200°С.

Гнутые отводы разделяются на холодногнутые и горячегнутые. Различие в радиусе изгиба. Вторые имеют радиус от 1,5 до 15 метров, первые – от 15 метров.

По способу изготовления отводы бывают:

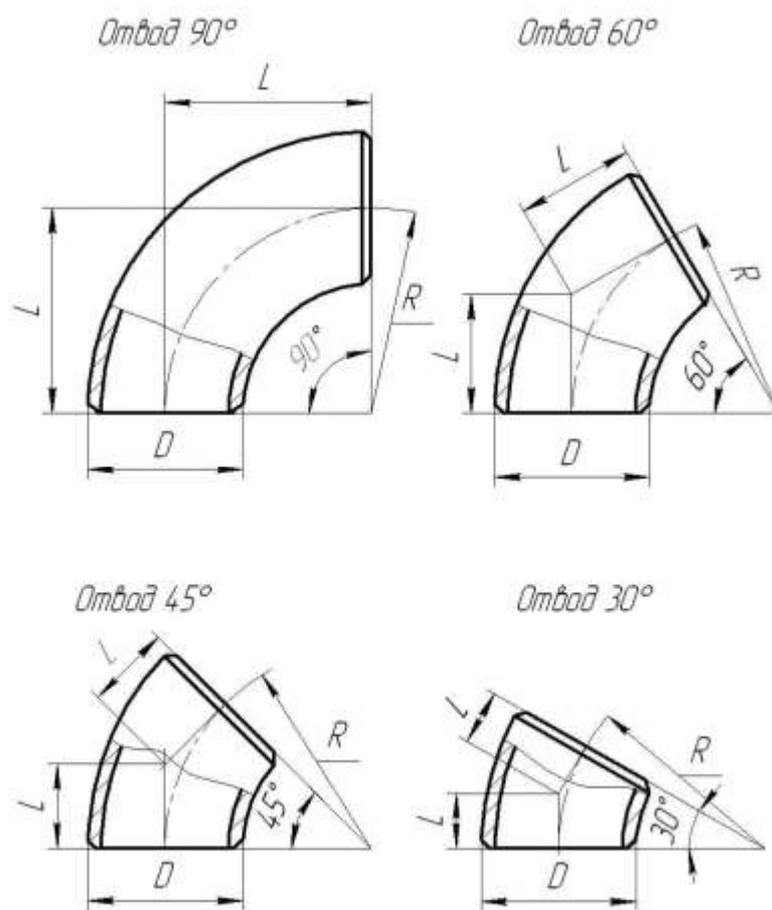
- сварными;
- бесшовными.

3.4 Основные требования к крутоизогнутым штампосварным отводам

Основные размеры крутоизогнутых отводов должны соответствовать рисунку 8 и таблице 5 [13].

Предельные отклонения толщины стенки в любом сечении крутоизогнутых отводов не должны превышать плюс 30% и минус 15% номинальной толщины стенки.

Отводы крутоизогнутые не должны иметь более двух продольных сварных швов.



где R – радиус изгиба отвода;
D – наружный диаметр отвода;
L – строительная длина отвода.

Рисунок 8 – Отводы с углами поворота 90, 60, 45, 30 градусов

Таблица 5 – Размеры крутоизогнутых отводов с радиусами поворота R=1,0DN и R=1,5DN

Номинальный наружный диаметр, мм	Условный диаметр, мм	Радиус поворота, R, мм	Строительная длина L, мм, для отводов с углами поворота:			
			90°	60°	45°	30°
57	50	50	50	29	21	13
		75	75	43	41	20
76	65	65	65	40	29	19
		105	105	61	43	28
89	80	80	80	46	33	21
		120	120	69	50	32
108, 114	100	100	100	58	41	27
		150	150	87	62	40
133	125	125	125	72	52	33
		185	185	108	77	50
159, 168	150	150	150	87	62	40
		225	225	130	93	60

Продолжение таблицы 5

219	200	200 300	200 300	115 173	83 124	54 80
273	250	250 375	250 375	144 216	103 155	67 100
325	300	300 450	300 450	173 260	124 186	80 120
377	350	350 525	350 525	202 303	145 217	94 141
426	400	400 600	400 600	231 346	166 248	107 161
530	500	500 750	500 750	289 433	207 311	134 201
630	600	600 900	600 900	346 520	248 373	161 241
720	700	700 1000	700 1000	404 577	290 414	188 268

3.5 Основные требования к отводам гнутым

Основные размеры гнутых отводов должны соответствовать рисунку 9 и таблице 6 [13].

Отводы гнутые изготавливаются с углами поворота от 3 до 90 градусов с градацией через 3 градуса. Допускается по согласованию с заводом-изготовителем изготавливать отводы с градацией через 1 градус.

В гнутых отводах предельные отклонения на диаметры, отклонения от расположения торцов не должны превышать значений, установленных в стандартах или технических условиях на трубы. Толщина стенки на выпуклой стороне изогнутого участка не должна быть не менее расчетной.

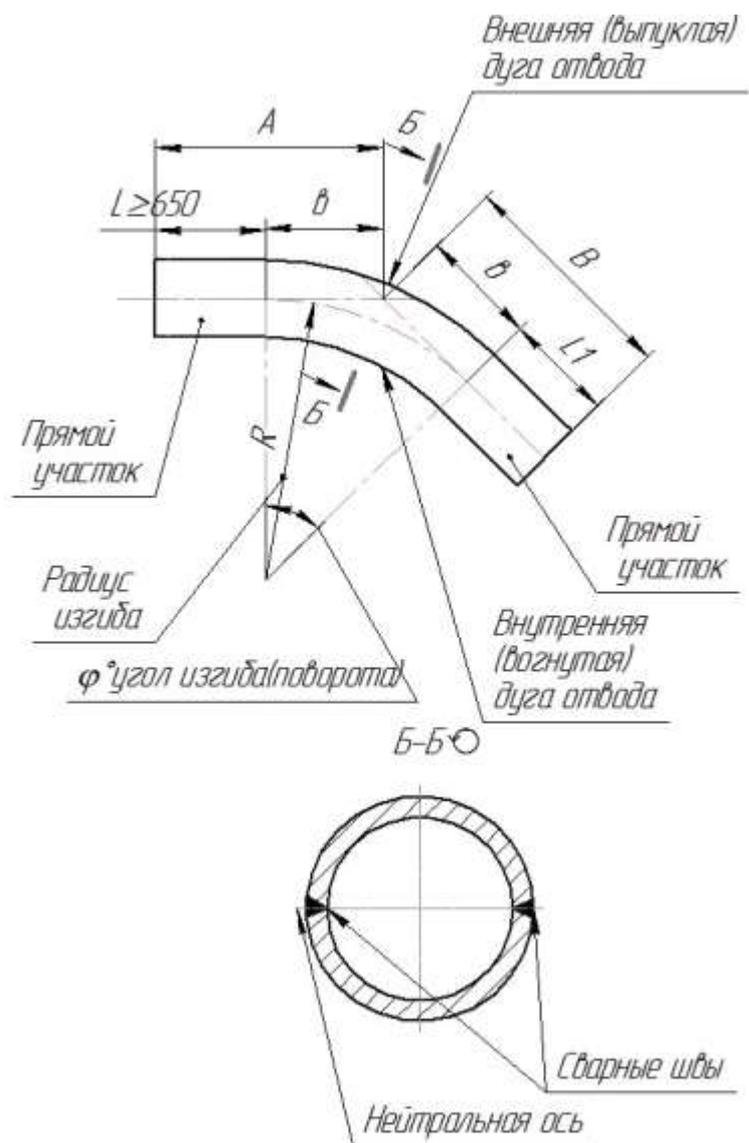


Рисунок 9 – Отвод гнутый

Овальность на изогнутом участке отвода не должна превышать значений в процентах от наружного диаметра, указанных в таблице

Таблица 6 – Овальность на изогнутом участке отвода

Радиус поворота	1,5Dy	2,0Dy	2,5Dy	3,5Dy	5,0Dy	10Dy и более	и
Овальность на изогнутом участке, не более	6,5%	5,5%	5%	3,5%	2,5%	2,0%	

Положительное отклонение от номинальной толщины стенки не нормируется.

Допускаемые отклонения на углы поворота не должны превышать $\pm 20\%$. Угол изгиба обеспечивается установкой оборудования.

Допускаемые отклонения на радиус изгиба не должны превышать $\pm 100\text{мм}$ для отводов радиусом $5D_y$, $\pm 70\text{мм}$ для отводов радиусом $3,5D_y$, $\pm 50\text{мм}$ для отводов радиусом изгиба $2,5D_y$ и менее.

Продольные сварные соединения трубы при гнутье отвода должны находиться в нейтральной зоне изгиба. Отклонения сварного шва трубы в нейтральной зоне изгиба. Отклонение сварного шва трубы от нейтральной линии изгиба не должно превышать $1/15$ диаметра.

В отводах не допускается излом оси вследствие потери устойчивости.

В отводах не допускается волнистость (гофры) более толщины стенки отвода (но не более 10 мм) с шагом 30 мм, местные неровности (прогибы стенки, отпечатки от распорок и т.п.) глубиной более 6 мм на основном металле отвода и более 3 мм в зоне сварного шва. При этом толщина стенки не должна выходить за пределы ее минимального значения.

Длину отвода (исходной трубы) следует принимать равной сумме длин прямых участков и гнутого участка, подсчитанного по среднему радиусу поворота

3.6 Основные требования к секционным сварным отводам

Отводы сварные секторные (сегментные) используются для соединения труб большого диаметра с определенным углом поворота потока, работающих в условиях невысокого давления. Их изготавливают из секторов, вырезаемые из труб, либо выпрессовывают из металлических листов. Угол поворота сварного отвода зависит от области применения и условий эксплуатации данной детали. Отвод сварной секторный может быть изготовлен под разными углами, но наиболее распространенные отводы секторные сварные имеют угол в 30, 45, 60 и 90 градусов.

Предельные отклонения размеров (рисунок 10) должны соответствовать указанным в таблице 7 [14].

					Глава 3. Общие сведения об отводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

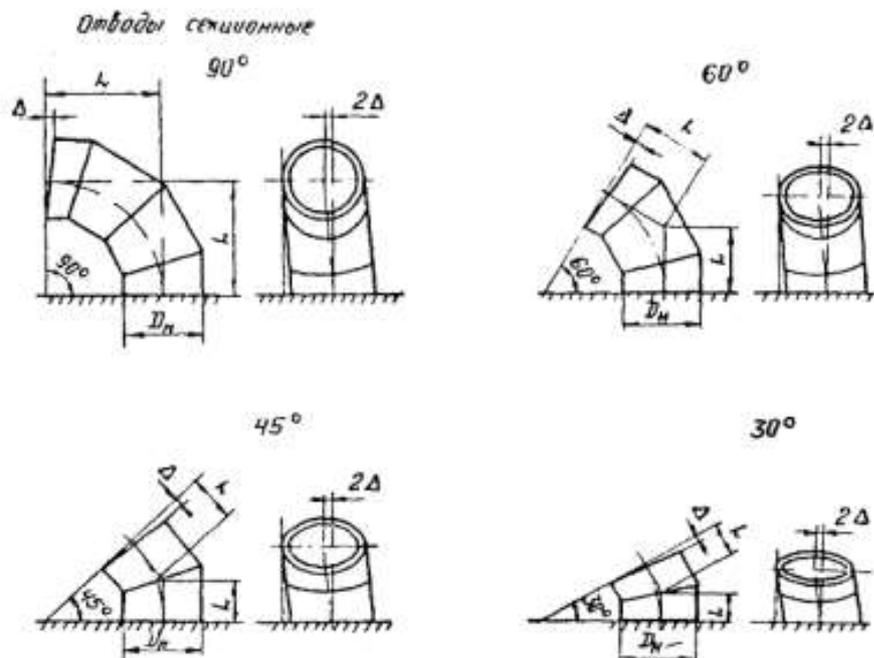


Рисунок 10 – Отводы секционные сварные

Таблица 7 – Предельные отклонения размеров отводов

Проход условный D_y, d_y	Предельные отклонения			
	Наружный диаметр торцов D_n, d_n	Неплоскостность и отклонение расположения торцов Δ , не более	L отводов	H заглушек
До 600 вкл.	$\pm 3,5$	4,0	$\pm 6,0$	$\pm 6,0$
800 и 1000	$\pm 4,0$	4,5		$\pm 9,0$
1200	$\pm 6,0$	6,0		
1400	$\pm 7,5$	7,0		

Толщина стенки деталей должна быть не менее 85% номинального размера.

Глава 4. Контроль толщин стенок отводов

4.1 Общие положения

Одним из факторов, уменьшающих остаточный ресурс отводов – это эрозионный износ стенок труб на криволинейных участках, вызванный большими скоростями твердых частиц, транспортируемых газом. Развитие изнашивания внутренней поверхности отводов в основном проявляется на выпуклой стороне (рисунок 11) [9].

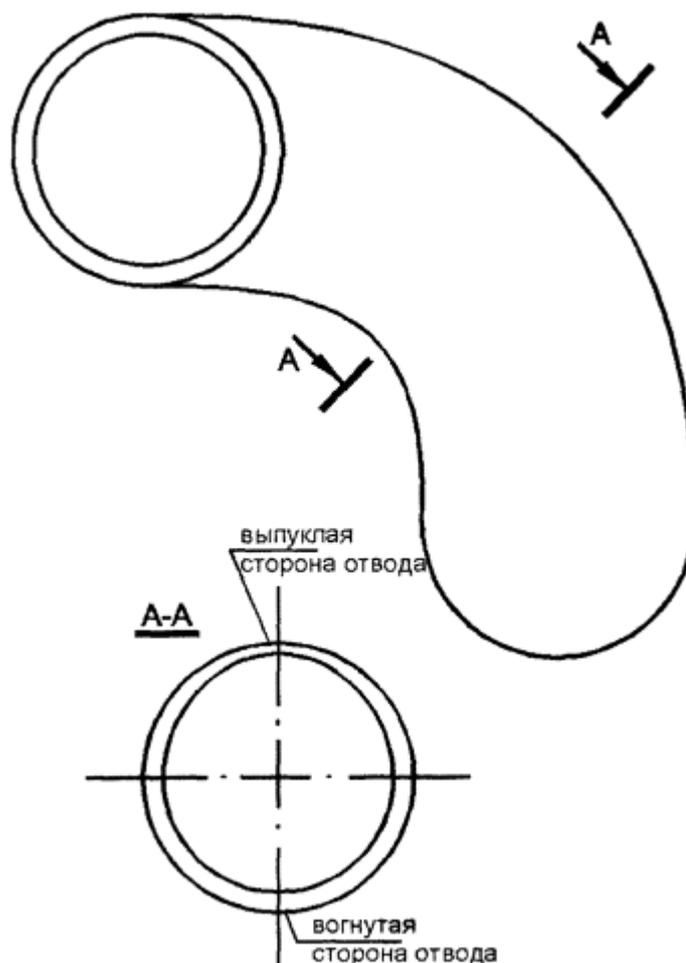


Рисунок 11 – Отвод с эрозионным утонением стенки на выпуклой стороне

Цель проведения ультразвуковой толщинометрии отводов – это определение фактической толщины стенок отводов [2].

Требования к квалификации оператора.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций			
Разраб.		Кириллин А.А.			Глава 3. Общие сведения об отводах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко В.А.					63	111
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				Группа 2Б2А		

Для того чтобы проводить контроль толщины стенок отводов дефектоскопист должен быть не ниже I уровня квалификации, кроме того, он должен быть аттестован согласно программы Национального Аттестационного Комитета Российской Федерации по ультразвуковым методам контроля и иметь допуск Госгортехнадзора для проведения работ на объектах трубопроводного транспорта [9].

Замеры остаточной толщины стенок Газораспределительной станции – 1 Новокузнецкого ЛПУМГ проводились специалистами II уровня по неразрушающему контролю [15].

4.2 Проведение контроля толщин стенок отводов

На газораспределительных станциях контролю подвергаются отводы на площадках ГРС [9].

Контроль над процессом уменьшения толщины стенок отводов необходимо производить постоянно с периодичностью не реже, чем один раз в год. Её определяет скорость износа стенки.

Период времени между контролем может быть обоснован предприятием, на основе фактических данных по интенсивности износа стенки определённого отвода и специфики технологии.

Для того чтобы провести измерения толщины стенки нужно выбрать участок на выпуклой стороне отвода, для чего находим опорную точку в месте пересечения стенки отвода с линией, образованную пересечением вертикальной и горизонтальной плоскостей, проходящих сквозь ось трубопровода (рисунок 12) [9].

					Глава 4. Ультразвуковая толщинометрия отводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

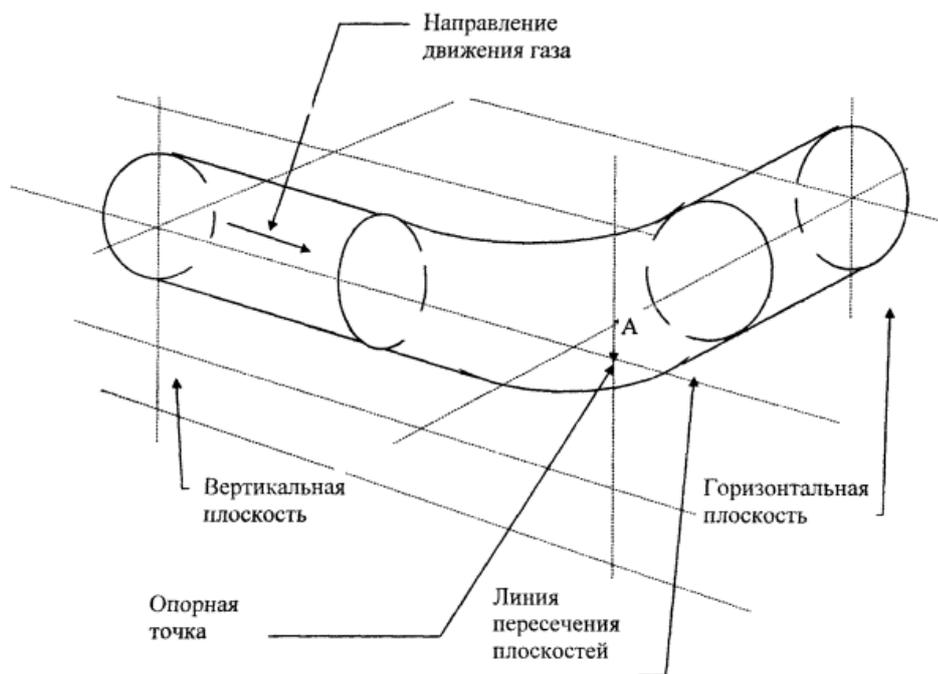


Рисунок 12 – Участок контроля на трубопроводе

Определённый участок для контроля на отводе является кругом с диаметром 40 мм и центром в опорной точке. Сравнение результатов измерений в опорной точке и четырёх точках, находящихся попарно снизу – сверху и справа – слева относительно опорной точки на расстоянии 20 мм позволяют определить зону максимального износа стенки.

В каждой точке необходимо измерять толщину стенок не менее чем три раза.

Подготовка поверхности объекта для проведения измерений включает в себя, очистка от грязи участка контроля размерам 50x50 мм и зачистка его до металлического блеска. Шероховатость поверхности должна быть не более R_z40 .

В случаях, когда трубопроводов имеет теплоизоляцию и защитных кожух, для предотвращения попадания на контролируемую поверхность стенки отвода грязи и влаги необходимо сделать быстросъёмные заглушки, представляющие из себя фрагмент теплоизоляции и обшивки кожуха. В комплект толщиномера входит контактной смазки, её используют для нанесения слоя на поверхность контролируемого изделия [9].

Для измерения толщины стенок отводов, как при отсутствии, так и при наличии металлургических дефектов типа ликвационных зон и расслоений

необходимо использовать ультразвуковые импульсные толщиномеры со специальным дисплеем, где регистрируются импульсы, отражающиеся не только от противоположной стенки, но и от всех дефектов, расположенных на пути зондирующего импульса.

Согласно инструкции рекомендуется использовать толщиномеры типа DMS (фирма Крауткремер, ФРГ), 26 DL Plus и 36DL Plus (фирма Панаметрикс, США), технические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики рекомендуемых толщиномеров

Модель толщиномера	Диапазон измеряемых толщин, мм	Погрешность измерений, мм	Масса, кг	Габаритные размеры, мм/мм/мм
DMS (ф. Крауткремер, ФРГ)	0,25-500,0	$\pm 0,01$	1,0 с батареями	120/104/42
26DL Plus (ф. Панаметрикс, США)	0,5-200,0	$\pm 0,01$	0,9 с батареями	299/127/38
36DL Plus (ф. Панаметрикс, США)	0,5-500,0	$\pm 0,01$	0,95 с батареями	299/127/38

Замеры толщин стенок отводов на ГРС - 1 ----- проводились ультразвуковым толщиномером 37DL Plus. Свидетельство о поверке: №4970/204 от 21.11.2014 г. Технические характеристики толщиномера приведены в таблице 9 [15].

Таблица 9 – Характеристики ультразвукового толщиномера 37DL Plus

Модель толщиномера	Диапазон измеряемых толщин, мм	Погрешность измерений, мм	Масса, кг	Габаритные размеры, мм/мм/мм
37DL Plus	0,08 – 630	$\pm 0,01$	0,95	238x138x38

Перед измерениями нужно осуществить настройку толщиномера в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Точность результата при измерении толщины стенок на реальном трубопроводе зависит от факторов:

- а) шероховатость внутренней и внешней поверхностей может быть разной;
- б) поверхности стенок трубопровода могут быть непараллельны;
- в) металл может иметь несплошности, структурную неоднородность и другие металлургические дефекты;

- г) кривизны поверхности выпуклой стороны отвода;
- д) правильности калибровки толщиномера перед работой.

Кроме того, точность измерения толщины зависит от качества акустического контакта определяемого равномерностью усилия прижатия датчика.

Для того чтобы обеспечить стабильный акустический контакт необходимо установить датчик на поверхности трубопровода, повернуть его вправо – влево на 10 – 15 градусов до того, как произойдет вытеснение излишней смазки из-под датчика.

Геометрия контролируемого объекта и состояние поверхности в зоне проведения диагностики должны соответствовать требованиям согласно технической документации прилагаемой к толщиномеру для реализации точности прибора, гарантирующая заводом-изготовителем.

Калибровку толщиномера осуществляют с помощью образцов, выполненных из того же материала, что и объект диагностики. Толщина образца должна быть измерена с точностью, на порядок превосходящей точность измерения стенки отвода. Если такой образец отсутствует, то возможно использование ступенчатого эталона, входящего в комплект толщиномера.

Исходя из опытов по измерению толщин стенок трубопроводов известно, что структурная неоднородность металла трубопровода и соответствующий разброс скорости распространения ультразвуковых колебаний является причиной того, что точность измерения находится, в среднем, в пределах 1 – 2 % от измеряемой величины. Поэтому для практических целей достаточно иметь толщиномер, имеющий цену деления 0,1 мм, а разброс показаний компенсировать путем усреднения нескольких (не менее трех) измерений [9].

Существование скрытых металлургических дефектов, таких как расслоение, располагающихся чаще всего в средней части стенки трубопровода, может отрицательно повлиять на результаты измерений. Нетипичный признак подобных дефектов – это скачкообразное изменение показаний толщиномера при передвижении датчика по поверхности отвода.

Благодаря дисплею для просмотра формы сигнала на толщиномере, имеется возможность увидеть импульсы, отраженные от противоположной стенки и от дефекта, уточнить его тип и форму дефекта с помощью наклонных датчиков.

					<i>Глава 4. Ультразвуковая толщинометрия отводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

Глава 5. Расчетная часть

5.1 Оценка работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки

5.1.1 Определение расчетных толщин стенок отводов

Для оценки работоспособности были выбраны три отвода с диаметрами: 219, 426 и 720 мм.

Максимальное рабочее давление в трубопроводах: 5,4 МПа.

Места расположения выбранных отводов:

– отвод №123 с диаметром 219 мм находится в зале переключений ГРС-1 (рисунок 13).

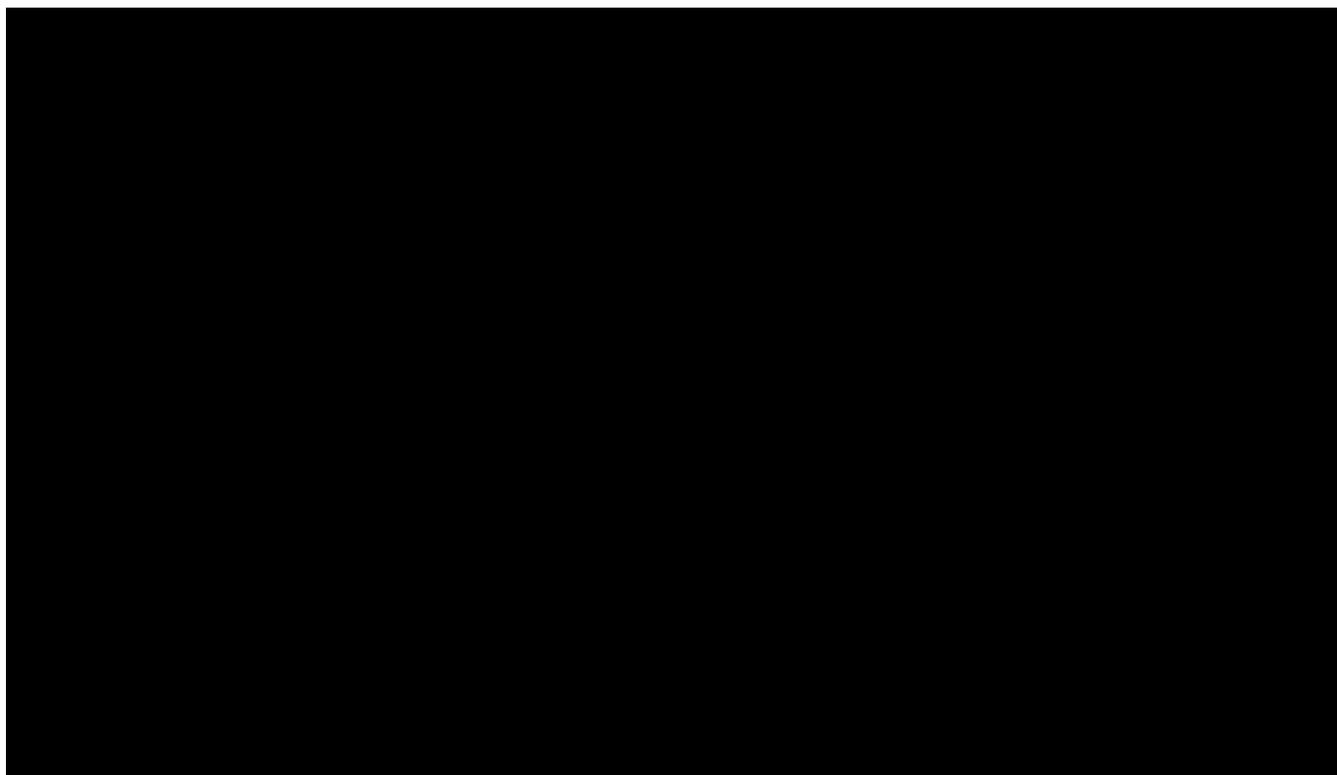


Рисунок 13 – Схема зала переключений ГРС-1 -----

– отвод №68 с диаметром 426 мм находится в узле учета газа ГРС-1

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			<i>Глава 5. Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко В.А.					69	111
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.				<i>Группа 2Б2А</i>		

(рисунок 14).

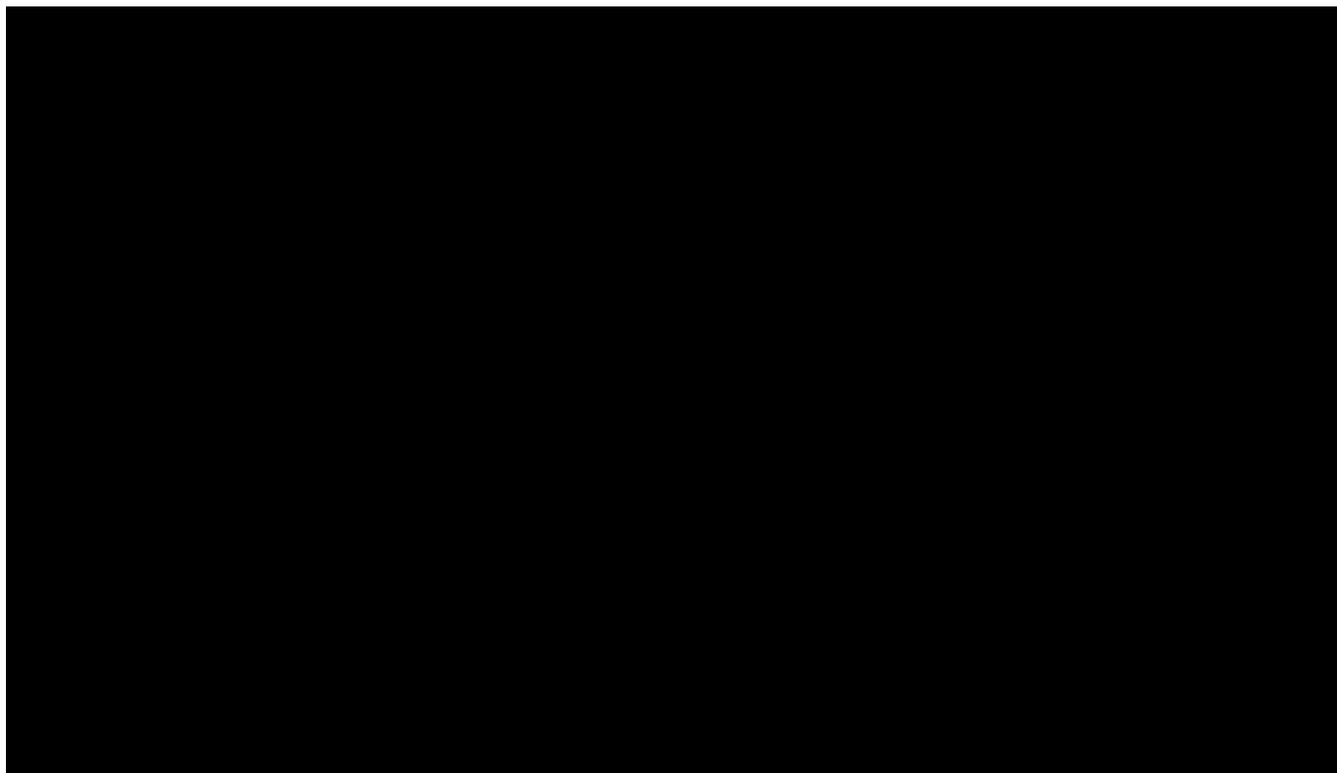


Рисунок 14 – Схема узла учета газа ГРС-1

– отвод №20 с диаметром 720 мм находится в зале технологическом В-1а ГРС-1 (рисунок 15).

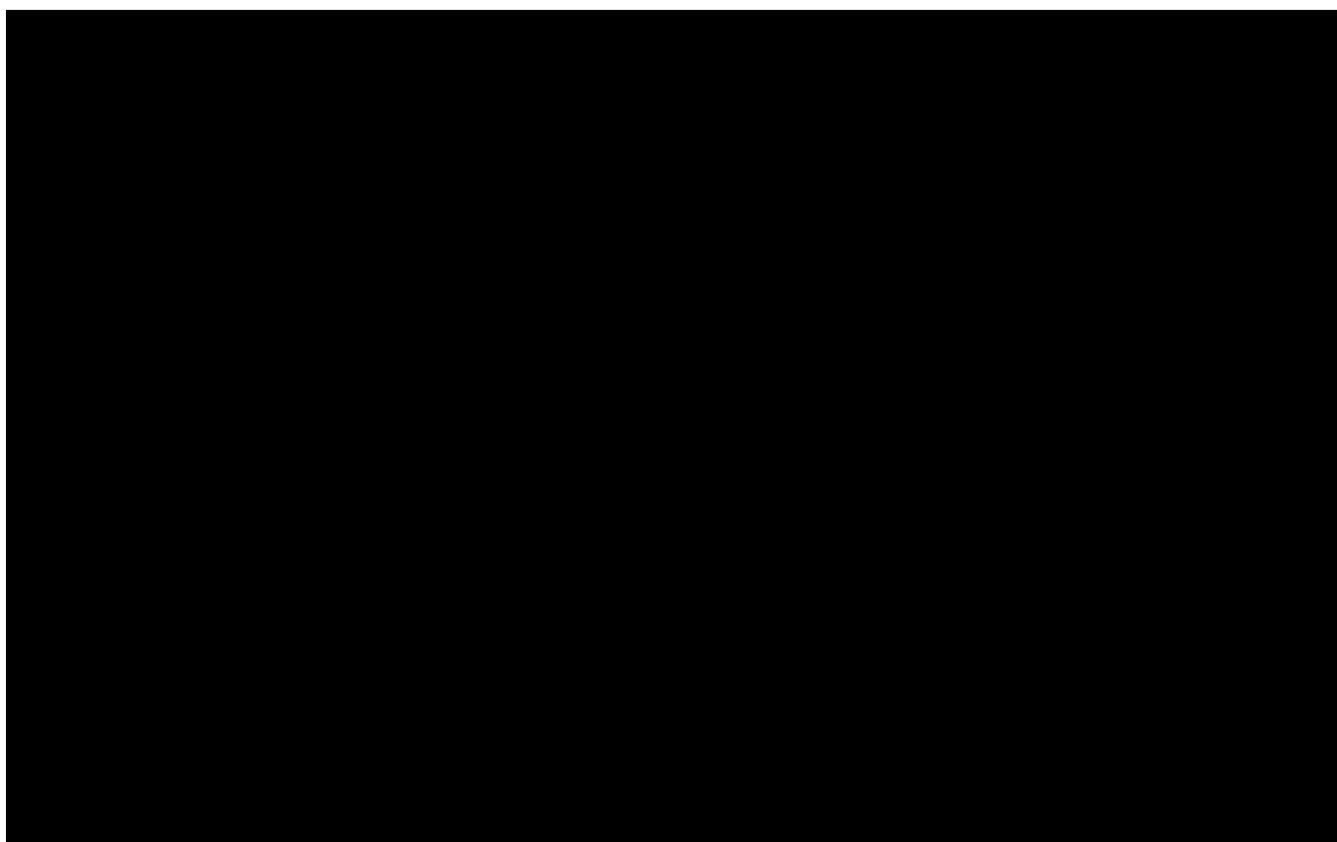


Рисунок 15 – Схема зала технологического В-1а ГРС-1

					Глава 5. Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты замеров толщин стенок отводов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты замеров толщин стенок отводов №123, 68, 20

№ п/п	Марка стали отвода	Диаметр, мм	Измеренная толщина, мм		
			1	2	3
123	20	219	-	-	-
68	20	426	-	-	-
20	09Г2С	720	-	-	-

Согласно СНиП 2.05.06-85* [10] расчетную толщину стенки отвода при воздействии внутреннего давления определяем по формуле:

$$\delta_p = \frac{n \times P \times D}{2 \times (R_1 + n \times P)} \times \eta_s, \quad (5.1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннее давление для газопроводов), принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85* [10];

P – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр отвода, мм;

η_s – коэффициент несущей способности отвода, принимаемый по таблице 18 согласно СНиП 2.05.06-85* [10] (таблица 11);

Таблица 11 – Значения коэффициента несущей способности детали η_B

Отношение среднего радиуса изгиба отвода к его наружному диаметру	1,0	1,5	2,0
Коэффициент несущей способности детали η_s	1,30	1,15	1,00

R_1 – расчетное сопротивление материала детали следует определять по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m}{k_1 \times k_H}, \quad (5.2)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (МПа), принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления материала отвода (σ_B) по

государственным стандартам и техническим условиям на трубы, листовую сталь (таблица 12);

Таблица 12 – Значение временного сопротивления материала отвода в зависимости от марки стали

Марка стали	Значение временного сопротивления материала отвода σ_s , МПа
20	412
09Г2С	510,1

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый в соответствии с таблицей 1 СНиП 2.05.06-85* [10] (таблица 13) в зависимости от категории трубопровода и его участка;

Так как трубопроводы расположены внутри зданий и в пределах территорий ГРС, то согласно СНиП 2.05.06-85* [10] категория газопровода – В.

Таблица 13 – Коэффициент условий работы трубопровода в зависимости от категории трубопровода и его участка

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m
В	0,60

k_1 – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 СНиП 2.05.06-85* [10] (таблица 14);

Таблица 14 – Коэффициент надежности по материалу, в зависимости от характеристики труб

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85* [10] (таблица 15);

Таблица 15 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условные диаметр трубопровода ,мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_H
	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления
	$P \leq 5,4$ МПа
500 и менее	1,00
600-1000	1,00

Полученное расчетное значение толщины стенки в миллиметрах округляется в большую сторону с точностью до одного знака после запятой.

Согласно Методике проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов [2], при расчетах толщины стенок элементов ТПО ГРС следует принимать величины коэффициентов: $n = 1,1$; $m = 0,6$; $k_1 = 1,55$; $k_H = 1,00$; $\eta_e = 1,15$.

Расчет для отвода №123 диаметром 219 мм, сталь 20. Исходные данные занесены в таблицу 16.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета отвода №123

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Нормативное сопротивление растяжению	R_1^H	МПа	412
Наружный диаметр	D_H	м	0,219
Средний радиус изгиба	R_{II}	м	1,500
Рабочее давление	P	Па	-
Коэффициент надежности по материалу	k_1	-	1,55
Коэффициент надежности по назначению	k_H	-	1,0
Коэффициент условий работы	m	-	0,6

Продолжение таблицы 16

Коэффициент надежности по нагрузке	n	-	1,1
Коэффициент несущей способности отвода	η_e	-	1,15

По результатам замеров фактическая толщина стенки отвода на выпуклой стороне составила $\delta_\phi = 8,3$ мм.

Определим расчетную толщину стенки отвода.

По формуле (5.2) определяем расчетное сопротивление материала детали:

$$R_1 = \dots = 159,5 \text{ МПа}$$

Тогда, расчетная толщина стенки согласно формуле (5.1):

$$\delta_p = \dots = 0,0045 \text{ м} = 4,5 \text{ мм.}$$

Фактическая толщина стенки отвода больше, чем расчетная и допустимая толщины стенок отвода.

Расчеты отводов №68 и №20 проводятся аналогично.

Результаты расчетов толщин стенок отводов №123, 68, 20 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов толщин стенок отводов

№ отвода	Фактическая толщина стенки отвода δ_ϕ , мм	Расчетная толщина стенки отвода δ_p , мм
123	-	4,5
68	-	8,8
20	-	12,1

На основе полученных величин можно сделать вывод, что все выбранные отводы могут эксплуатироваться дальше с контролем толщины стенки 1 раз в год, что соответствует плану проведения толщинометрии ГРС-1 -----

Продолжение таблицы 19

Коэффициент несущей способности для выпуклой стороны отвода, χ	0,9	0,9	0,9	0,95
---	-----	-----	-----	------

Произведём расчет для отвода №123 с номинальным диаметром 219 мм согласно формуле (5.3):

$$[\delta] = \dots = 3,6 \text{ мм},$$

Из двух полученных значений выбираем минимальное, то есть $[\delta] = 3,6 \text{ мм}$.

Фактическая толщина стенки отвода меньше допустимой толщины.

Расчеты отводов №68 и №20 проводятся аналогично.

Результаты расчетов допустимой толщины стенок отводов приведены в таблице 20:

Таблица 20 – Результаты расчетов допустимой толщины стенок отводов

№ отвода	Фактическая толщина стенки отвода δ_{ϕ} , мм	Номинальная толщина стенки отвода δ_H , мм	Допустимая толщина стенки отвода $[\delta]$, мм
123	-	-	-
68	-	-	-
20	-	-	-

На основе результатов расчетов толщины стенки отводов можно сделать вывод, что при данных фактических значениях толщин стенок отводов, отвод с диаметром 219 мм необходимо заменить, а у остальных –проводить контроль толщины стенки отвода с периодичностью 1 раз в год.

5.1.3 Определение допускаемого рабочего давления

Если измеренная толщина δ_{ϕ} стенки отвода меньше, чем допустимая $[\delta]$ то дальнейшая эксплуатация отвода не допускается. В практике могут возникнуть ситуации, когда замена отвода невозможна в короткие сроки и, необходимо решить вопрос о временной эксплуатации отвода на пониженном давлении. Решение о снижении давления принимает проектный институт совместно со

специализированными организациями. Допускаемое пониженное давление рассчитывается по формуле [9]:

$$P_{\text{дон}} \leq \frac{R_1}{n \times \left(\frac{D_H}{2} \times \frac{\chi}{\delta_\phi} - 1 \right)}, \quad (5.4)$$

Тогда:

$$P_{\text{дон}} \leq \dots = 6,13 \text{ МПа}$$

Результаты расчетов допускаемых рабочих давлений представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчетов допускаемых рабочих давлений

№ отвода	Фактическая толщина стенки отвода δ_ϕ , мм	Допускаемое рабочее давление $P_{\text{дон}}$, МПа
123	-	-
68	-	-
20	-	-

В итоге, при фактической толщине стенки отвода №123 меньше допустимой, возможна аварийная ситуация, так как максимальное рабочее давление превышает допускаемое рабочее давление. В остальных отводах, при тех же условиях, аварийной ситуации не случится.

5.1.4 Алгоритм оценки работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки

Для определения работоспособности отводов необходимо выполнить следующую последовательность действия:

1. На выпуклой стороне стенки отвода измерить фактическую толщину δ_ϕ
2. Определить расчетную толщину стенки δ_p по формуле (5.1).
3. Если расчетная толщина стенки меньше фактической, то эксплуатация отвода в дальнейшем, разрешается с контролем толщины не реже, чем 1 раз в год.
4. Если фактическая толщина стенки не превысила расчетную, то находится допустимое утонение стенки по формуле (5.3).

5. Если значение фактической толщины стенки не превышает допустимую $[\delta]$, то эксплуатация отвода разрешается с контролем толщины не реже 1 раза в 6 месяцев при эксплуатации допускаемым пониженным давлением. В противном случае - необходима замена отвода.

Алгоритм оценки работоспособности представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – Алгоритм оценки работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки

Если на внешней поверхности отводов имеются забоины, продиры, риски и царапины, то они должны быть зачищены с плавным переходом к поверхности детали, но в то же время толщина стенки отвода в зачищенном месте должна быть не меньше минимального значения. Рванины, расслоения и трещины любой протяженности и глубины в отводах не допускаются.

Эксплуатирующая организация вправе изменить срок периодичности контроля, но это должно быть обосновано, исходя из специфики технологии и фактических данных по интенсивности износа стенки определённого отвода.

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной работе был проведен анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций. Была проведена оценка работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки Газораспределительной станции – 1 ----- . Проведено сравнение срока периодичности контроля на основе фактического технического состояния отводов и согласно графику ППР.

В целях обеспечения надежности и безопасности работы газораспределительных станций практически ценным является разработка мероприятий, направленных на автоматизацию производства, сведение к минимуму негативного влияния человеческого фактора и перевода станций в автоматизированные производственные звенья. Это необходимо для оптимального управления режимами работы технологического оборудования, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений, предупреждения аварийных ситуаций и ошибочных действий персонала. Поэтому, объектом исследования экономической составляющей исследования являться будет внедрение САУ ГРС.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов проекта

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко В.А.					79	111
<i>Консульт.</i>		Глызина Т.С.				<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия, занимающиеся транспортировкой и передачей потребителю природного газа.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Сегментируем рынок услуг по разработке систем автоматизированного управления по двум критериям: расположение и отрасль.

В нашем случае покупателем продукции может выступить только ПАО «Газпром» и его дочерние организации, так как вышеупомянутое ПАО является монополистом по трубопроводному транспорту газа в Российской Федерации. В работе рассматривалась ГРС – 1, но на территории страны присутствует еще огромное количество не автоматизированных станций, эксплуатирующие организации которых могут быть заинтересованы в их модернизации. Проектирование новых станций также целесообразно проводить с внедрением технологий автоматизации.

6.1.2 SWOT-анализ

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

Таблица 22 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	<p>С1. Стоимость проекта внедрения оборудования ниже, чем у конкурентов</p> <p>С2. Повышение надежности технологического процесса</p> <p>С3. Повышение производительности труда</p>	<p>Сл1. Отсутствие практического опыта</p> <p>Сл2. Большие первоначальные вложения для внедрения оборудования</p> <p>Сл3. Необходимость высокой квалификации персонала</p>

Продолжение таблицы 22

<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление повышенного спроса на оборудование</p> <p>В3. Занять нишу по внедрению САУ на еще не автоматизированных и строящихся станциях</p>	<p>1. Непрерывный поиск путей снижения затрат времени</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии</p> <p>3. Замена импортных комплектующих отечественными аналогами</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц через ТПУ</p> <p>2. Разработка собственного научного исследования</p> <p>3. Приобретение образцов исследуемого оборудования</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Введение дополнительных технических требований к оборудованию САУ</p> <p>У2. Изменение нормативной документации.</p> <p>У3. Отсутствие необходимого количества квалифицированных кадров</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве и в технических разработках.</p> <p>2. Сертификация продукции</p> <p>3. Мониторинг заинтересованности предприятий в проекте</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Поиск специалистов высокой категории</p> <p>3. Поиск поставщиков оборудования, готовых поставлять его по более низким ценам</p>

6.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	35	41

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (6.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

					<i>Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 35, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 41 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Календарный график представлен в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	7	07.02.2016	13.02.16	Кириллин А.А.
2	Составление технического задания	5	14.02.2016	18.02.16	Кириллин А.А. Рудаченко В.А.
3	Литературный обзор	15	19.02.16	03.03.16	Кириллин А.А.
3	Теоретическая часть	29	04.03.2016	02.04.16	Кириллин А.А.
4	Расчетная часть	24	03.04.2016	26.04.16	Кириллин А.А. Рудаченко В.А.

Продолжение таблицы 24

5	Результаты и обсуждения	13	27.04.2016	09.05.16	Кириллин А.А. Рудаченко В.А.
6	Оформление пояснительной записки	15	10.05.2016	24.05.16	Кириллин А.А. Рудаченко В.А.
Итого:		108			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 25)

Таблица 25 – Календарный план-график проведения ВКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			февраль			март			апрель			май			июнь					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Введение	Бакалавр	7	■	■																
Составление технического задания	Бакалавр	5	■	■	■															
	Руководитель		■	■	■															
Литературный обзор	Бакалавр	15			■	■	■													
Теоретическая часть	Бакалавр	29				■	■	■	■	■										
Расчетная часть	Бакалавр Руководитель	24								■	■	■								
Результаты и обсуждения	Бакалавр Руководитель	13										■	■	■						

Продолжение таблицы 27

Термометр биметаллический, ТБ-2Р	2	-	-
Термометр сигнализирующий электроконтакт, ТПП-100Эк	2	-	-
Термопреобразователь сопротивления, ТСПУ-Метран-276-08-Exd	6	-	-
Датчик-реле температуры, ТАМ102-1-03-1	1	-	-
Манометр электроконтакт., ДМ2005 CrIEx	7	-	-
Напоромер показывающий, НМП-52-М2	2	-	-
Тягонапоромер показывающий, ТНМП-52-М2-У3	2	-	-
Датчик давления, SENSYM IST p/n SPT4V0500PG5 W02	12	-	-
Термометр преобразователь, Rosemount Pt100	2	-	-
Преобразователь расхода, Метран 300-ПР	4	-	-
Программное обеспечение САУ	1	-	-
Контроллерные шкафы	8	-	-
Сервисное оборудование для настройки САУ	1	-	-
ПО для настройки САУ	1	-	-
ИТОГО:			-

Следующей статьей расходов является плата за электроэнергию. Для этого сначала определяется количество потребляемой энергии для всего оборудования.

Таблица 28 – Количество потребляемой электроэнергии оборудованием

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Количество часов работы в сутки	Количество потребляемой энергии за сутки, кВт
Сервисное оборудование для настройки САУ	1	8	-
Средства КИПиА	40	5	-
САУ	1	5	-
ИТОГО:			-

Затем необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости 2,93 руб. за кВт/час в г. ----).

Таблица 29 – Расчет стоимости электроэнергии

Количество дней	Количество рабочих дней	Количество потребляемой энергии за месяц, кВт	Стоимость электроэнергии за месяц, руб (при 2,93 руб. за кВт/час)
14	10	-	-
ИТОГО:			-

Таблица 30 – Расчет заработной платы одного работника с учетом районного коэффициента

№ п.п	Профессия	Кол-во	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Заработная плата одного работника с учетом районного коэффициента, 30%.
1	2	3	4	5	6
1	Инженер ГРС	1	-	-	-
2	Оператор ГРС	2	-	-	-
3	Монтажник	3	-	-	-
4	Программист ПО	4	-	-	-
-					

Таблица 31 – Расчет отчислений на социальные нужды

	Программист ПО	Монтажники	Инженер ГРС	Операторы ГРС
Зарплата	-	-	-	-
Отчисления на соц. нужды, 30%	-	-	-	-
				-

Таблица 32 – Группировка затрат по статьям

Сырье, материалы, комплектующие изделия	-
Специальное оборудование для проведения работ	-
Стоимость электроэнергии	-
Основная заработная плата	-
Отчисления на социальные нужды	-
Итого необходимый бюджет НТИ	-

6.3 Определения срока окупаемости внедрения системы автоматического управления

Форма обслуживания ГРС – 1 г. Новокузнецка – вахтенная. Проектная мощность станции – 660000 м³/ч. В этих условиях должно обеспечиваться дежурство двух операторов в одну смену, что предполагает наличие в штате десяти операторов ГРС. Однако автоматизация станции позволяет сократить количество работников до одного в смену. В этом случае достаточно ограничиться пятью операторами в штате.

Месячная зарплата оператора с учетом отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z = (1 + k_{внеб}) \cdot (Z_б \cdot k_p), \quad (6.2)$$

$$Z = \dots = 50700 \text{ руб.}$$

Для десяти операторов:

$$Z_{10} = \dots = 507000 \text{ руб.}$$

Для пяти операторов:

$$Z_5 = \dots = 253500 \text{ руб.}$$

Заявленный гарантированный срок работы САУ – 15 лет (180 месяцев), тогда годовые амортизационные отчисления без учета инфляции составят:

$$A_M = C/T, \quad (6.3)$$

где A_M – амортизационные отчисления в месяц, руб

C – стоимость САУ, руб

T – период времени, месяцев

$$A_M = \dots = 28067,8 \text{ руб.}$$

Таким образом, срок окупаемости внедрения САУ в месяцах составит:

$$T = \frac{C}{(Z_{10} - Z_5) - A_M}, \quad (6.4)$$

$$T = \dots = 22,4 \text{ месяцев}$$

6.4 Вывод по главе 6

Данная глава предназначена оценке коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, планированию научно-исследовательских работ, а также определению ресурсосберегающей эффективности исследования.

Определены потенциальные потребители САУ ГРС, а именно – ПАО «Газпром». Планируемые расходы на внедрение системы автоматического управления газораспределительной станции составили ----- рублей. Согласно экономическим расчётам, капитальные затраты окупятся в течение -- месяцев.

Глава 7 Социальная ответственность при техническом обслуживании и ремонте газораспределительных станций

В ВКР был проведен анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций. Была проведена оценка работоспособности отводов с эрозионным утонением стенки Газораспределительной станции – 1 ----- . Проведено сравнение срока периодичности контроля на основе фактического технического состояния отводов и согласно плану проведения толщинометрии.

Газораспределительная станция является опасным производственным объектом, а процесс ее технического обслуживания и ремонта несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций [7].

Основными опасными и вредными производственными факторами при проведении технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций являются: давление газа в действующих коммуникациях; возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта; возможность возгорания продукта при разрушении трубопровода, оборудования; возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва газовоздушной смеси; повышенный уровень шума и вибраций; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне [7].

Наиболее опасными техническими устройствами являются машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, в которых используется, образуется, хранится, транспортируется, уничтожается природный газ. Эксплуатация

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Глава 7. Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко В.А.					90	111
<i>Консульт.</i>		Алексеев Н.А.				<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

электрооборудования также несет в себе ряд опасностей [16].

7 Профессиональная социальная безопасность

7.1 Анализ вредных и опасных факторов, при техническом обслуживании и ремонте, а также при эксплуатации ГРС-1

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Техническое обслуживание и ремонт: 1) Замена или восстановление отдельных деталей и узлов; 2) промывка, протирка, смазка частей и набивка сальников запорных кранов, задвижек; 3) устранение утечек газа и подтеков жидкости; 4) частичный ремонт и покраска фундаментов и ограждений.	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей среды; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 6. Монотонный режим работы; 7. Эмоциональные стрессы; 8. Умственное перенапряжение; 9. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Повышенная и пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; 2. Движущиеся машины и механизмы; 3. Разрушающиеся конструкции; 4. Действующие электроустановки; 5. Давление газа в действующих коммуникациях; 6. Взрывопожароопасность; 7. Пожароопасность.	ГОСТ 12.1.003–83[17] ГОСТ 12.1.005-88[18] ГОСТ 12.1.007–76[19] ГОСТ 12.1.012–2004 [20] ГОСТ 12.1.038–82 [21] ГОСТ 12.2.003–91 [22] ГОСТ 12.2.061-81 [23] ГОСТ 12.3.002–75 [24] ПБ 03-576-2003[25] СН 2.2.4/2.1.8.562–96[26] СП 51.13330.2011[27] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ[28]

7.1.1 Вредные вещества

Вещества, различные технологические операции с которыми производятся на территории газораспределительной станции, являются вредными, и все они оказывают неблагоприятное воздействие на человеческий организм, хотя и в

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

разной степени. К таким веществам относятся, в первую очередь, природный газ, одорант и метанол.[19]

В состав природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу входят [29]:

- горючая компонента (метан, иногда более тяжелые гомологи метана: этан, пропан, бутан, водород, окись углерода);
- балластная компонента (азот, углекислый газ, кислород);
- вредные примеси (сероводород, синильная кислота).

К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека можно отнести следующие: углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильная кислота. Их предельно допустимые концентрации и классы опасности приведены в таблице 2 [30].

В качестве одоранта же используют меркаптаны (чаще этилмеркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в таблице.

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу [7].

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Таблица 34 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне ГРС согласно ГН 2.2.5.1313 – 03 [30]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Сероводород	10	IV
Метанол	5	III
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

Вышеперечисленные вещества можно классифицировать как яды, взаимодействие с которыми может привести к различным отрицательным последствиям для здоровья, таким как тошнота, недомогание, повышение температуры, затруднение дыхания, раздражение слизистых.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека:

1. Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
5. Исключение необходимости присутствия человека или снижение времени его работы путем автоматизации процессов и применения оборудования для дистанционного управления.

7.1.2 Производственный шум

Рабочий процесс на газораспределительной станции происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы,

происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений [26]. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 [17] нормированный уровень шума – 80 дБ А.

Методы снижения уровня шума в рабочей зоне газораспределительной станции:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях, стены которых выполняются из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.
2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, исключающие необходимость длительного присутствия рабочего персонала в зоне воздействия акустического шума. обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.
3. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

7.1.3 Метеорологические условия в рабочем помещении

Такие условия, как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха также имеют немаловажное значение. Все они влияют как на здоровье и самочувствие человека, так и на его работоспособность. Для создания благоприятных для работы человека условий необходимо добиться оптимального сочетания этих факторов, а неверный их подбор способен причинить вред здоровью [31].

Для поддержания микроклимата в помещениях на газораспределительной

станции используются система отопления, интенсивность работы которой регулируется изменением режима работы водонагревательного котла, и система вентиляции. Так, согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96 [31], на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23°C в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с.

При работе в условиях, не соответствующих санитарным нормам, применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года.

7.1.4 Освещенность

Освещенность рабочих мест оказывает значительное влияние на рабочий процесс. Чрезмерное или же недостаточное освещение может привести к негативным последствиям для здоровья персонала, снижает производительность труда вследствие ухудшения условий работы.

Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение в производственных помещениях газораспределительной станции обеспечивается наличием необходимого количества окон, но это осуществимо только в дневное время. Для поддержания освещенности в пределах норм темное время суток пользуются искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Во время ремонтных работ используется местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении [32].

Также должны быть использованы аварийное освещение для продолжения работы при отключении рабочего освещения (используются лампы, для которых применяется автономное питание электроэнергией), эвакуационное освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории ГРС.

					Глава 7. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

7.1.5 Механическое травмирование

Наиболее опасными участками относительно получения травм механическим способом являются зоны, расположенные в непосредственной близости от трубопроводов и оборудования, работающего под давлением, куда также входит и рампа азота, где находятся баллоны, заполненные азотом, необходимым для продувки трубопровода при проведении ремонтных операций. Возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта, может причинить вред здоровью, вплоть до смертельного исхода.

Для поддержания давления в нормативных пределах необходима установка оборудования для отслеживания давления – манометров, оборудования для поддержания давления в рабочем диапазоне – предохранительные клапаны и регуляторы давления. Также особое внимание следует уделять состоянию трубопроводов и оборудования, не допускать коррозии и других повреждений, своевременно производить осмотры и ремонты, заменять неисправные и выработавшие свой ресурс системы.

Следует опасаться движущихся машин и механизмов, движущихся частей машин и механизмов, соблюдать технику безопасности при работе с ними, использовать средства индивидуальной защиты. Необходимо следовать правилам безопасности и при работе на площадках, находящихся выше уровня земли, находящихся, например, в блоке узла переключения.

7.1.6 Электробезопасность на рабочем месте

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с любым электрооборудованием [33]. На ГРС, к электрической сети подключены: насос отопительной системы, контрольно-измерительные приборы, системы охранной, пожарной и аварийной сигнализации, система автоматического управления газораспределительной станции, источники освещения, оборудование защиты от коррозии, бытовое оборудование в обеденном помещении, АРМ оператора.

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Причины поражения электрическим током:

- прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции токоведущих элементов;
- метеорологические условия (удар молнии);
- авария.

Меры защиты:

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Установка молниеотводов.
5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.
6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

7.1.7 Пожаровзрывобезопасность

Основным поражающим фактором при аварии на ГРС является тепловое излучение при струйном горении или горении в котловане. Реализация сценариев аварий со взрывом газозвушной смеси не рассматривается, так как природный газ на 90% и более состоит из метана, который при нормальных условиях легче воздуха и поэтому образование устойчивого взрывопожароопасного облака маловероятно. Это подтверждают и статистические данные по авариям на ГТС. Однако всё это полностью не исключает возможность взрыва. Другими источниками возгорания могут послужить неосторожное обращение с огнем или электрооборудованием, короткое замыкание [7].

Основные источники выделения взрывопожароопасных веществ:

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.

2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).

3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

Таблица 35 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны газораспределительной станции согласно ГОСТ 30852.19-2002 [33]

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/л	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Метан	–	537	29	113
Этан	–	515	31	194
Пропан	–	470	31	200
Бутан	–	372	33	225
Сероводород	–	246	57	650
Метанол	11	386	73	484

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
3. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
6. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.
7. Оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану газораспределительной станции, которое направлено на сокращения ущерба от возможного пожара и/или взрыва.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала [7].

7.2 Экологическая безопасность

7.2.1 Анализ воздействия на селитебную зону

Опасные производственные объекты, в число которых входит и ГРС должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон [7].

Для этого применяют следующие меры:

1. Газораспределительная станция располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.
2. Вокруг газораспределительной станции организуется санитарно-защитная зона шириной 100м.
3. Территория огораживается по периметру.
4. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
5. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

					Глава 7. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения. Проводятся и запланированные залповые выбросы вредных веществ в атмосферу (стравливание газа из газопроводов и технологического оборудования на ГРС при освидетельствовании и регламентных плановых ремонтов). Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу опасности, этилмеркаптан относящийся ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88 [18].

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.
4. Использование системы контроля загазованности.

7.2.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

При эксплуатации газораспределительной станции некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, метанол, масла, одорант, могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

7.2.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферу среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия.

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

1. Все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.
2. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

7.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на газораспределительной станции можно разделить на следующие виды: ЧС природного, социального, экологического и техногенного характера.

Наиболее часто возникающей чрезвычайной ситуацией на газораспределительной станции является ЧС техногенного характера. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и антропогенный фактор.

Для того чтобы уменьшить вероятность возникновения ЧС техногенного характера на ГРС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации.
3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Для предотвращения ЧС социального характера (террористический акт) территория ГРС оборудуется системами видеонаблюдения, сигнализации, а также огораживается по периметру. Персонал проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся периодические учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции [34].

Минимизация последствий ЧС экологического и стихийного характеров обеспечивается еще на стадии проектирования газораспределительной станции. Место расположения и планировка объекта определяются в зависимости от тектонической активности, формы рельефа, свойств грунта, наличия поблизости разного рода растительности и близости к населенным пунктам. Для защиты от попадания молнии на территории объекта устанавливается молниеотвод, а для предотвращения распространения огня на территорию ГРС вокруг нее по всему периметру вспахивается полоса земли, удаляется сухая растительность и выкашивается трава. Для исключения возможности повреждения ГРС обеспечены охранные зоны по 100 м. от ограждения.

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работе на газораспределительной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами [7].

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ [34], получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники занятые на работах с вредными или опасными условиями труда. Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположения предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории газораспределительной станции. Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию.

При расположении зданий и сооружений учитываются стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

ГРС: расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

7.5 Расчет параметров залповых выбросов, производимых при плановых ремонтах линий редуцирования

Таблица 36 – Исходные данные для расчета параметров залповых выбросов, производимых при плановых ремонтах линий редуцирования

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Длина линии редуцирования	L	м	–
Диаметр линии редуцирования	Д	м	-
Номинальное выходное давление	P	Па	-
Температура газа	T	град. К	-
Плотность газа	ρ	кг/м ³	-
Содержание смеси природных меркаптанов (СПМ) в газе	м	г/м ³	-
Атмосферное давление	P ₀	Па	-
Температура воздуха	T ₀	град. К	-
Количество линий редуцирования	N	-	-
Количество ремонтов в год	n	-	-
Время выброса	τ	с	-
Диаметр свечи	D	м	-
Площадь сечения свечи	f	м ²	-

Коэффициент сжимаемости природного газа Z определяется по осредненным значениям давления и температуры по формуле (1):

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{t}, \quad (7.1)$$

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

P_{np}, T_{np} – приведенные давление и температура, определяются по формулам (7.2), (7.3):

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (7.2)$$

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}, \quad (7.3)$$

где P_{cp}, T_{cp} – средние давление и температура газа, Па и град. К;

$P_{кр}, T_{кр}$ – критические давление и температура газа: $P_{кр} = 4700000 \text{ Па}$ и $T_{кр} = 190,66 \text{ К}$.

По формуле (7.2) и (7.3) находим приведенные давление и температуру:

$$P_{np} = \dots = 0,042;$$

$$T_{np} = \dots = 1,51.$$

$$t = 1 - 1,68 \cdot 1,51 + 0,78 \cdot 1,51^2 + 0,0107 \cdot 1,51^3 = 0,278$$

По формуле (7.1) находим коэффициент сжимаемости природного газа:

$$Z = \dots = 0,996$$

Объем газа, стравливаемого из линии редуцирования, определяется по формуле (7.4):

$$V_r = \frac{V \cdot P \cdot T_0}{P_0 \cdot z \cdot T}, \quad (7.4)$$

где V – объём линии редуцирования.

Объём линии редуцирования находим по формуле (7.5):

$$V = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \cdot L, \quad (7.5)$$

$$V = \dots = 0,04 \text{ м}^3.$$

Находим объём газа, стравливаемого из линии редуцирования по формуле

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

(7.4):

$$V_{\Gamma} = \dots = 0,082 \text{ м}^3$$

Объёмный расход газа находим по формуле:

$$Q = \frac{V_{\Gamma}}{\tau}, \quad (7.6)$$

Тогда, объёмный расход равен:

$$Q = \dots = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 / \text{с},$$

где 1800 с – период осреднения (в соответствии с ОНД-86 [35]).

Массовый выброс метана и СПМ находим по формулам (5.7), (5.8):

$$M_{\text{CH}_4} = Q \cdot \rho \cdot 10^3, \quad (7.7)$$

$$M_{\text{СПМ}} = Q \cdot m, \quad (7.8)$$

Тогда, массовый выброс метана и СПМ равен:

$$M_{\text{CH}_4} = \dots = 0,03 \text{ г/с},$$

$$M_{\text{СПМ}} = \dots = 9,8 \cdot 10^{-7} \text{ г/с}.$$

Валовый выброс метана и СПМ найдем по формулам (7.9), (7.10):

$$G_{\text{CH}_4} = V_{\Gamma} \cdot \rho \cdot N \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (7.9)$$

$$G_{\text{СПМ}} = V_{\Gamma} \cdot m \cdot N \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (7.10)$$

Находим валовый выброс метана и СПМ:

$$G_{\text{CH}_4} = \dots = 3,3 \cdot 10^{-4} \text{ т/год},$$

$$G_{\text{СПМ}} = \dots = 1 \cdot 10^{-8} \text{ т/год}.$$

Фактическая объёмная скорость выброса:

$$Q_v = \frac{V_{\Gamma}}{\tau} = \dots = 0,041 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Скорость выброса:

$$v = \frac{Q_v}{f} = \dots = 21,6 \text{ м/с}.$$

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

По результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы:

– проведен обзор систем технического обслуживания и ремонта оборудования в нефтегазовой промышленности, приведён краткий обзор их зарубежных аналогов;

– изучены техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций;

– дана оценка работоспособности отводов №123, 68, 20 с номинальными диаметрами 219, 426 и 720 мм на основании отчета по толщинометрии отводов. В результате полученных данных сделан вывод, что отводы, установленные на ГРС – 1 ----- – работоспособны, и не нуждаются в их замене или работе на пониженном давлении. Дальнейшая эксплуатация разрешается с контролем толщины 1 раз в год, согласно плану проведения толщинометрии.

– рассмотрены случаи, где фактическая толщина стенки отводов меньше, чем расчетная или допустимая.

– представлен алгоритм оценки работоспособности отводов с эрозийным утонением стенки;

– предложено внедрение системы автоматического управления газораспределительной станцией, позволяющая уменьшить количество операторов ГРС с десяти до пяти человек, и обеспечивающая безопасную и надежную работу газораспределительной станции. Согласно экономическим расчётам, капитальные затраты окупятся в течение --.

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Глава 7. Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко В.А.					107	111
<i>Консульт.</i>						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.				Группа 2Б2А		

Список использованных источников

1. Колотовский А.Н., Топилин А.В., и др. Основные критерии вывода ГРС в капитальный ремонт и техническое обслуживание ТПА на объектах транспорта газа // Газовая промышленность, 2015, Спец. вып. – С. 116-120.
2. Методика проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов // СТО Газпром РД 1.10-098-2004. – М.: ОАО «Газпром», 2004. – 105 с.
3. Бикбулатова Г.И., Юдин В.И. Система технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования: Уч. пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – 40 с.
4. ГОСТ 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 1980. – 16 с.
5. Компрессорные и газораспределительные станции: Уч. пособие // Кантюков Р.А., Максимов В.А., Хадиев М.Б. / Казань: КГУ им. В.И.Ульянова-Ленина., 2005. – 204 с.
6. R. Keith Mobley. Maintenance engineering handbook. Eight Edition. McGraw-Hill Education, 2014. – 704 с.
7. ВРД 39-1.10-069-2002. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М., 2003. – 70 с.
8. Отвод (трубы) [Электронный ресурс]: Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Отводы_\(трубы\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Отводы_(трубы)) (Дата обращения: 10.05.2016).
9. Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов / Утверждена Заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» В.В. Ремизовым, 13.07.1998. – 20 с.

					<i>Анализ систем технического обслуживания и ремонта оборудования газораспределительных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кириллин А.А.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко В.А.					108	111
<i>Консульт.</i>						<i>Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

10. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 71 с.

11. ГОСТ 1050-2013.Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.

12. ГОСТ 19281-2014. Прокат повышенной прочности. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2015. – 51 с.

13. ГазТУ 1469-014-01395041-2007. Детали соединительные магистральных и промышленных газопроводов на давление P_p до 9,8 МПа (100 кгс/см^2).

14. ОСТ 36-26-77. Детали трубопроводов D_y 500-1400 мм. сварные из углеродистой стали на $P_y \leq 2,5 \text{ МПа}$ ($\approx 25 \text{ кгс/см}^2$).

15. Отчет по толщинометрии ГРС -----, – -----
----: ООО «-----», 2015.

16. Федеральный закон от 21.07.1997 г. №116 – ФЗ, О промышленной безопасности опасных производственных объектов // Собрание законодательства Российской Федерации. – М.: Юстицинформ, 2007. – 65 с.

17. ГОСТ 12.1.003–83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1984. – 12 с.

18. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 1989. – 49 с.

19. ГОСТ 12.1.007–76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1977. – 7 с.

20. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования – М.: Стандартинформ, 2008. – 20 с.

21. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. М.: Стандартинформ, 1983. – 7 с.

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: Стандартинформ, 1992. – 11 с.
23. ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. М.: Стандартинформ, 1982. – 4 с.
24. ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. М.: Стандартинформ, 1976. – 12 с.
25. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением / Утверждён постановлением Ростехнадзора России от 11.06.03 №91, 19.06.2003.
26. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.: Минздрав РФ, 1996. – 7 с.
27. СП 51.13330.2011. Защита от шума и акустика залов. – М.: Проспект, 2016. – 64 с.
28. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. М.: Стандартинформ, 2009. – 113 с.
29. СТО Газпром 041-2008. Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения / Утверждён ОАО «Газпром» Распоряжением 282, 17.09.2008.
30. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельные допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М., 2003. – 268 с.
31. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997.
32. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Деан, 2003. – 48 с.

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. ГОСТ 30852.19 – 2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 28 с.

34. Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с.

35. ОНД 86. Методика концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ содержащихся в выбросах предприятия / Утверждён Председателем Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды №192, 04.08.1986 г. – Л.: Гидрометеиздат, 1987. – 68 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111