

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Техническое перевооружение газораспределительной станции п. Богашево» УДК <u>622.691.4.052-045.52-048.35(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Юдинских Евгений Валериевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н. доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н,		

*Планируемые результаты обучения по ООП*

<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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ- 3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК- 3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК- 1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК- 7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК- 11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК- 15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК- 17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК- 26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства 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, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК- 28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_      \_\_\_\_\_      Брусник О.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

дипломного проекта
--------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Юдинских Евгению Валериевичу

Тема работы:

Капитальный ремонт участка магистрального газопровода в условиях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Узел учета расхода газа на газораспределительной станции. Режим работы – непрерывный. Природный газ (метан)          Рабочее давление 5.5 МПа. Опасный производственный объект.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Краткая характеристика объекта производства работ;</li> <li>2. Техническое перевооружение узла учета газа на ГРС.</li> <li>3. Технологический расчет сужающего устройства, регулятора давления газа.</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Трубникова Наталья Валерьевна, профессор ОСГН., д.и.н.</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Черемыскина Мария Сергеевна, ассистент ООД</p>
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Юдинских Евгений Валериевич		

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

Инженерная школа 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  
 Отделение нефтегазовое дело  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.04.2019	<i>Объекты и методы исследования</i>	10
01.05.2019	<i>Техническое перевооружение</i>	10
15.05.2019	<i>Расчёт сужающего устройства</i>	30
20.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
25.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
31.05.2019	<i>Заключение</i>	10
04.06.2019	<i>Презентация</i>	20

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В.Г.	к.т.н.,		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 95 с, 12 рис, 7 источников, 1 прил.

Ключевые слова: газораспределительная станция, узел учета газа, техническое перевооружение, регулятор давления.

Объект исследования: газораспределительная станция.

Цель работы: техническое перевооружение узла учета газа на газораспределительной станции.

В процессе исследования проводились расчеты геометрических параметров сужающего устройства, расчет параметров регулятора давления. Подбор метода и технического средства учета расхода газа. Приведены сведения по социальной ответственности, охране окружающей среды, экономическое обоснование целесообразности технического перевооружения узла учета газа.

В ходе выполнения работы были рассмотрены основные сведения о ГРС, особенностях ее эксплуатации. Были подобраны материалы, детали, запорная арматура, подобранно техническое оборудование на линию сверх малого расхода газа, что позволило расширить диапазон измерений и уменьшить погрешность при расчете учета газа.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. Обзор литературы.....	14
2. Техничко- экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций.....	16
2.1 Главные преимущества технического перевооружения.....	17
3. Классификация газораспределительных станций.....	19
3.1 Понятие газораспределительной станции.....	19
3.2 Классификации газораспределительных станций.....	20
3.3 Основные узлы ГРС .....	21
3.4 Узел переключения.....	23
3.5 Узел очистки газа.....	24
3.6 Узел осушки и подогрева газа.....	25
3.7 Узел редуцирования газа.....	26
3.8 Узел учета газа.....	28
3.9 Узел одоризации.....	28
4. Методы и технологические средства, учета расхода газа.....	30
4.1 Существующие методы учета газа.....	30
4.2 Учет расхода газа методом перепада давления.....	31
4.3 Ультразвуковой метод.....	33
4.4 Скоростной метод измерения.....	35
5. Службы входящие в состав ТЛПУ МГ и их зоны обслуживания.....	36
5.1 Зона ответственности линейно-эксплуатационной службы.....	36
5.2 Зона ответственности службы ГРС.....	38
5.3 Зона ответственности службы КИПиА.....	40
5.4 Зона ответственности службы ЭХЗ.....	41



5.5 Зона ответственности ответственности транспортного цеха.....	42
5.6 Зона ответственности газокompрессорных служб .....	43
5.7 Зона ответственности службы ЭВС.....	44
5.8 Зона ответственности службы технологической связи.....	45
5.9 Зона группы информационных технологий.....	46
6. Перечень основных видов строительных работ.....	47
6.1 Выбор материалов, деталей и запорной арматуры.....	48
6.2 Выбор измерительных датчиков и счетчика расхода газа .....	50
6.3 Выполнение работ.....	51
7. Расчетная часть.....	53
7.1 Расчет пропускной способности сужающего устройства на линии подачи газа.....	53
7.1.1 Расчет геометрических параметров сужающего устройства и измерительного трубопровода в рабочих условиях.....	54
7.1.2 Расчет физических параметров измеряемой среды.....	55
7.1.3 Расчет расхода среды.....	59
7.2 Расчет параметров регулятора давления.....	61
7.2.1 Расчет величины $K_v$ .....	62
7.2.2 Расчет условного диаметра и скорости потока.....	63
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
8.1 Анализ конкурентных технических решений.....	67
8.2 Технология QuaD.....	68
8.3 SWOT- анализ.....	69
8.4 Разработка графика проведения научного исследования.....	70
8.5 Расчет бюджета научно-технического исследования.....	74
8.6 Расчет материальных затрат НИИ.....	74
8.7 Расчет затрат на специальное оборудование научных работ.....	74
8.8 Основная заработная плата исполнителей темы.....	75

8.9	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	76
8.9.1	Отчисления во внебюджетные фонды.....	76
8.9.2	Накладные расходы.....	77
8.9.3	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	77
8.9.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	77
9.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	80
9.1	Производственная безопасность.....	81
9.2	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	84
9.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	86
9.4	Экологическая безопасность.....	88
9.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	90
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	93

## Введение

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействие укреплению ее внешнеэкономических позиций. Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года №1662-р, в качестве одного из стратегических направлений развития газовой промышленности закреплено развитие единой системы газоснабжения и ее расширение на восток России. Согласно Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года, утверждённой приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 6.09.2011г. №123, показатель газификации территории Российской Федерации к 2030 году должен быть увеличен до 90%. Повышение уровня газификации жилищно-коммунального хозяйства и расположенных на территории субъектов Российской Федерации промышленных и иных организаций является основным принципом государственной политики в области газоснабжения России.

В течении последних десятилетий роль и значение природного газа в энергобалансе мировой экономики постоянно возрастает, на сегодняшний день он на ряду с другими углеводородами относится к основным источникам энергии. Так же повышенной экологичностью в сравнении с нефтью и углем. На сегодняшний день Россия обладает 35% от всех мировых запасов природного газа, что составляет более 48трлн.м<sup>3</sup>.

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Юдинских Е.В</b>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					11	95
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						
						<i>ТПУгр.3-2Б4Д</i>		

Природный газ так же является одним из самых востребованных российских товаров на внешнем и внутреннем рынке. Дохода от продажи метана, это очень весомая часть в пополнении государственного бюджета. Но доставка и продажа газа потребителю требует определенной подготовки его параметров и характеристик. К примеру понижение давления, очистка газа, подогрев его для того чтоб продлить сроки эксплуатации оборудования. Непосредственно учет природного газа и моторизация. Все эти технологические процессы выполняет газораспределительная станция.

Цель работы: выбор эффективного технического решения по перевооружению ГРС Томской обл., направленного на определение и установку дополнительного альтернативного расходомера с увеличенным нижним диапазоном, а также выбор регулятора давления на узел редуцирования.

Поставленные задачи:

- 1.Изучение нормативно-технической базы.
- 2.Рассмотреть основные сведения и особенности эксплуатации газораспределительных станций, обосновать и реализовать технологию и технические средства перевооружения ГРС.
- 3.Провести расчет характеристик оборудования линии редуцирования, выбрать регулятор давления.
- 4.Провести расчет сужающего устройства, сравнить и выбрать метод измерения, и счетчик учета газа на линию сверх малого расхода газа.

Актуальность работы. Согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации №123 от 06.09.2011 года, газификация территории Российской Федерации к 2030 году должна быть увеличена на 90%.

Следовательно, мощности и оборудование газораспределительных станций должны быть готовы к любому числу потребителей. Замерные узлы станций

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

играют немаловажную роль при передаче газа потребителю. От точности показаний оборудования, служащего для учета расхода газа зависит не только финансовое спокойствие обеих сторон так же репутация и, следовательно, рост доходов от продаж голубого топлива.

В конце отопительного сезона расход газа значительно уменьшается. И становится на столько мал что средства измерения его не видят. В данном случае мы говорим о сужающем устройстве (диафрагма, метод измерения основан на переменном перепаде давления). В следствии чего появляется проблема коммерческого учета расхода газа. Техническое перевооружение объекта, внедрение в технологию оборудования наиболее с лучшими параметрами, техническими характеристиками и процессами автоматического управления.

Это повышение безопасности в связи с повышенной надежностью оборудования, возможность дистанционного управления, наибольшая точность измерений.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

## 1.Обзор литературы

Система газотранспортировки является уникальным и сложным технологическим комплексом. И обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя, как в России так и за рубежом. Повышение максимальной работоспособности разрабатываемых объектов, решение технических задач, Разрешение разногласий описаны в трудах отечественных и зарубежных ученых: А.В. Жила, Д. Хедли, С.В. Рубинштейн, Н.Л. Стаскевич, А.Н. Козаченко, В.Н. Морозов, и других.

Газораспределительные станции являются неотъемлемой частью транспортировки газа. В системе газотранспортировки они находятся в замыкающем звене и обеспечивают бесперебойную подачу газа потребители с заданными параметрами.

Авторы: А.В Белинский; АО «Газпром промгаз» (Москва, Россия).

С.Н.Речинский; АО «Газпром промгаз» (Москва, Россия).

О.И.Ребров; АО «Газпром промгаз» (Москва, Россия).

И.В. Клейменов, e-mail: [I.Kleimenov@promgaz.gazprom.ru](mailto:I.Kleimenov@promgaz.gazprom.ru); АО «Газпром промгаз» (Москва, Россия)

Литература: Михаленко В.А.,Белинский А.В., Варламов Н.В. и др.

Научно-методические основы концепции мало затратной реконструкции и технического перевооружения газораспределительных станций ПАО «Газпром»// Газовая промышленность. 2016. №9.С.72-81.

Белинский А.В., Ребров О.И.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»		
Разраб.		Юдинских Е.В			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				14	95
Консульт.					ТПУгр.3-2Б4Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Обзор литературы		

Разработка и апробация методического подхода к обоснованию мероприятий по мало затратному техническому перевооружению газораспределительных станций// Территория «НЕФТЕГАЗ».2016.№12. С.54-61.

Слущкий В.А., Константинова Ф.С.Хомицкая Г.Я., Капаев А.А.

Нормативно-технические аспекты состава документации на техническое перевооружение// Безопасность труда в промышленности.2016.№ 2.С.54-57.

Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (принят Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации 20.06.1997) [Электронный ресурс] Режим доступа:[www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_law\\_15234](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_15234) (дата обращения: 23.10.2017).

СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс] Режим доступа:[https://zhaytovar.ru/gost/2/STO\\_Gazprom\\_2350512006\\_Normy\\_t.html](https://zhaytovar.ru/gost/2/STO_Gazprom_2350512006_Normy_t.html)(дата обращения 23.10.2017)

Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (утв.ОАО «Газпром»09.09.2009 №01/07-99).

Ссылка для цитирования: Белинский А.В., Речинский С.Н., Ребров О.И., Клейменов И.В., Клейменова Л.С. Техничко-экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций// Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017.№10 С.24-31.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## 2. Техничко-экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций

Развитие инфраструктуры газотранспортных систем внутреннего рынка является самой главной задачей в газовой отрасли. В настоящее время, на территории Российской Федерации эксплуатируется огромное количество газораспределительных станций с расходом газа, превышающим значения проектной производительности. По таким «закрытым» станциям газ транспортирующие общества, в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности и вынуждены просто отказывать существующим потребителям, в увеличении поставок газа, а новым, в подключении к газотранспортной сети, это сдерживает реализацию региональных социальных и коммерческих проектов, развитие всего внутреннего рынка газа. Снятие ограничений по поставке газа, как правило, становится возможным, только после проведения в сопряжении с большими капитальными вложениями и временными затратами реконструкции газораспределительной станции, с повышением проектной производительности. Однако, есть альтернативный подход к увеличению пропускной способности газораспределительных станций, требующий наименьших временных и финансовых затрат. Он заключается в том, что происходит определение, на основе результатов компьютерного моделирования технических пропускной способности газораспределительной станции, выявление «узких» мест (отдельных элементов оборудования, трубопроводной обвязки и т.п.), технически возможной пропускной способности ГРС, и их устранение за счет мало затратного технического перевооружения.

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Юдинских Е.В</i>				Техничко-экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>						16	95
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУгр. 3-2Б4Д</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							



Это позволяет и дает достаточно быстро, с минимальными объемами капитальных вложений, увеличить «в разы» производственную мощность газораспределительных станций, создать благоприятные условия для дальнейшей интенсификации социально-экономического развития регионов России, за счет расширения доступа потребителей к газовой инфраструктуре.

## 2.1 Главные преимущества технического перевооружения

В качестве главных преимуществ технического перевооружения укажем следующие:

1. техническое перевооружение выполняется на конкретно действующем объекте (ГРС), в отношении которого ранее было получено разрешение на строительство, пройдены все необходимые экспертизы, осуществляется контроль деятельности надзорными органами в установленном порядке;
2. при техническом перевооружении обеспечивается максимальное сокращение объема строительных работ, упрощение процесса их оформления, активное применение прогрессивно технического оборудования;
3. техническое перевооружение отличается от реконструкции объемом выполняемых строительными работ, который как правило, не должен превышать 15%, а капитальные вложения-25% первоначальных капитальных вложений в сопоставимых ценах. (Территория нефтегаз № 10 2017, : [I.Kleimenov@promgaz.gazprom.ru](mailto:I.Kleimenov@promgaz.gazprom.ru))
4. средства, выделяемые на техническое перевооружение, окупаются в несколько раз быстрее.
5. обеспечивается упрощение и ускорение процедур подготовки документации и реализации технических мероприятий.

Все основные показатели эффективности указывают на эффективность проекта мало затратного технического перевооружения, когда, в это время,

					Техническое перевооружение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

аналогичные показатели для «классической» реконструкции свидетельствуют о том, что проект неэффективен.

Обязательно, нужно отметить, что в рамках мало затратного технического перевооружения нельзя решить разом все задачи, которые обычно решаются при полной реконструкции станции. В большинстве случаев, ухудшение технического состояния оборудования и ТПО, общее старение ГРС, рост числа дефектов и другие факторы, а также их объединённое влияния могут обусловить экономическую целесообразность реконструкции станции в целом, а не отдельных ее элементов. Однако, во многих случаях применение предложенного похода по мало затратному техническому перевооружению ГРС позволяет довольно быстро и с минимальными (наименьшими) объёмами капитальных вложений, увеличить поставки газа потребителям и создать условия для реализации инвестиционных и социально-ориентированных региональных проектов.

					Техническое перевооружение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18



## 3.2 Классификации газораспределительных станций

Рассмотрим типы классификаций ГРС.

Существует три вида станций: малые, средние и большие;

- малые с производительностью от 1000м<sup>3</sup>/ч до 50000м<sup>3</sup>/ч;
- средние от 50000м<sup>3</sup>/ч до 160000м<sup>3</sup>/ч;
- большие свыше 160000м<sup>3</sup>/ч.

В зависимости от места, и задачи, которую должна выполнять данная ГРС

Устанавливаются на отводах МГ, служат для подготовки газа, поступающего с промысла. Станции служащие для снабжения населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектах. ГРС способны понижать давление как по однопроводной, так и по трехпроводной схеме.

-Блочно-комплектные ГРС: (БК-ГРС) позволяют значительно сократить затраты и сроки строительства. Основной конструктивного решения является блок-бокс, конструкция выполнена из металлических заводских панелей которые состоят из нескольких слоев. Максимальный вес-12 тонн, обладает высокой степенью жаростойкости. Устойчивость к низким температурам -40°С, для северных районов -45°С. Могут иметь как одну так и две выходные к потребителю нитки.

-ГРС индивидуального проектирования: проектированием занимаются специализированные проектные организации в соответствии с действующими нормами и разделами СНиП. Эти станции размещаются в капитальных зданиях рядом с большими населенными пунктами. Основное преимущество таких ГРС, улучшенное обслуживание технического оборудования и улучшение бытовых условий для персонала.

					Классификация ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

-Автоматические ГРС: во множестве случаев имеют все те же технологические узлы, что и на блок-боксной и на индивидуальной ГРС. Только дополнительно оснащаются системой телемеханики(САУ), системой охрано пожарной безопасности (ОПС), и оградой. Работа производится по без людной технологии.

### 3.3 Основные узлы ГРС

Все оборудование и помещения на станции должны соответствовать проекту, иметь паспорта, отвечать техническим нормам. Соответствовать расположению на технологической схеме. Оборудование работающее под высоким давлением иметь свои паспорта с указанными данными о давлении, дате предыдущий следующей поверке. Вся запорная арматура должна отвечать характеристикам и быть рассчитанной на максимальное рабочее давление.

Основные технологические узлы:

- ✓ узел переключения (1);
- ✓ узел очистки газа (2);
- ✓ узел осушки и подогрева газа (3);
- ✓ узел редуцирования (4);
- ✓ узел учета газа (5);
- ✓ узел одоризации газа (6).

Рис. 1. Технологическая схема ГРС

					<i>Классификация ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

### 3.4 Узел переключения

По-другому зал переключения. Служит для переключения подачи газа с одной линии на другую, обеспечив бесперебойную подачу газа. Так же можно подать газ потребителю минуя станцию, по байпасной линии с помощью ручного регулирования или автоматической регулирующей задвижкой. Переключение можно осуществить как дистанционно с помощью телемеханики, так и вручную. Узел так же оснащен электро контактными, и обычными манометрами, датчиками давления, и датчиками температуры. Обязательно на выходных линиях установлены сбросные предохранительно подрывные клапаны (СППК), которые срабатывают при превышении в линии подачи газа рабочего давления на 10%. (Рис. 2).

					<i>Классификация ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Рис. 2. Узел переключения

### 3.5 Узел очистки газа

Для очистки газа на станции применяют пылеуловители, служащие для задержания попадания механических, твердых и жидких примесей в технологическое, регулирующие, контролирующие, учитывающее оборудование, и оборудование потребителя. Фильтра-пылеуловители относятся к категории сосудов, работающих под давлением. Должны быть зарегистрированы в органах Госгортехнадзора иметь свой паспорт и табличку, на которой должны быть нанесены надписи, товарный знак или наименование изготовителя, наименования или обозначение сосуда, год изготовления, рабочее, расчетное и пробное давление МПа, допустимая минимальная или максимальная температура стенки. Устанавливаются манометры для визуального контроля давления, датчики перепада давления для контроля загрязнения фильтра и емкостью для сбора жидкостей.

(Рис. 3).

					Классификация ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Рис. 3. Пылеуловитель влага сборник газовый

### 3.6 Узел осушки и подогрева газа

Узел подогрева, выполняет функцию подогрева углеводородов, проходящих через газонаполнительную станцию. Это один из способов борьбы с гидрообразованием. Оно опасно своими отложениями на стенках оборудования (регулирующего, учитывающего). Так же кристаллы гидратов забивают датчики, манометры, импульсные линии и линии командного газа. Еще одна важная часть подогрева, это предотвращение обмерзания запорной арматуры и регулирующих (понижающих давления) устройств. Это все усложняет и нарушает режим эксплуатации. (Рис. 4).

					Классификация ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



Рис. 4. Узел осушки и подогрева газа

### 3.7 Узел редуцирования

Его задача понизить входное давление газа до нужных параметров необходимых потребителю. Редуцирование (понижение или дросселирование), это процесс резкого снижения давления газа при прохождении через суженное отверстие: вентиль, дроссель, регуляторы давления. Для бесперебойной подачи газа, на одной ветке должно быть не менее двух линий редуцирования, рабочая и резервная. Все зависит от мощности газораспределительной станции, и количеством расхода (отбора) газа. Резервная линия всегда находится в режиме ожидания, ее параметры настроены чуть ниже чем параметры рабочей линии примерно на 8%. Соответственно если увеличивается отбор газа потребителям и линия, находящаяся в работе, не справляется то ее подхватывает резервная линия. Или, когда рабочее регулирующие устройство выходит из строя по каким-либо причинам его тут же подхватывает ожидающий регулятор давления. (Рис. 5).

					Классификация ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Рис. 5. Линии редуцирования

Возможно редуцировать давление по так называемой байпасной (обводной) линии. Она предназначена для подачи газа потребителям во время ревизии или ремонта фильтра, регулятора давления и так далее. На обводной линии устанавливаются два запорных органа для обеспечения ручного плавного регулирования. (Рис. 6).

					<i>Классификация ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Рис. 6. Байпасная линия

### 3.8 Узел учета газа

Служит для коммерческого учета отбора (расход) углеводородов потребителем, Основное назначение узла учета газа заключается в автоматическом измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, а также определении показателей качества газа, включая компонентный состав, плотность, влажность, удельную теплоту сгорания газа.

### 3.9 Узел одоризации

Природный газ (метан) изначально не имеет ни цвета, ни запаха, он широко применяется как в промышленности, так и в быту. И в случае утечки они могут вызвать сильное отравления, и кроме того при определенной концентрации создает взрывоопасную среду. В целях безопасности газ одорируют, для обнаружения утечек в него вводят вещество с резким неприятным запахом (одорант). Человек с нормальным обонянием должен почувствовать запах при объемной доле содержания газа в воздухе, равной 1%. В качестве неприятного вещества используют чаще всего этил

					Классификация ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

меркаптан. Это бесцветная жидкость с резким характерным запахом, особо токсичная, числится в списке сильнодействующих ядовитых веществ, при попадании в организм в определенных количествах вызывает головную боль, тошноту, и потерю координации. Поражает почки и печень.

Одоризация газа для подачи потребителю, производится как в автоматическом режиме, так и вручную. Подача одоранта зависит от объема газа проходящего по газопроводу. Оптимальной дозировкой принято считать  $19,1\text{см}^3$  этил меркаптана на  $1000\text{м}^3$ . (Рис. 7).

Рис. 7. Узел одоризации

#### 4. Методы и технологические средства, учета расхода газа

##### 4.1 Существующие методы учета газа

Назначением системы является модернизация узла учета газа на ГРС, АС должна обеспечивать: повышение точности измерений количественный

показателей газа за счет применения современных методов измерений «станции»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Высокоточных датчиков с широким динамическим диапазоном, обеспечение		
Разраб.		Юдинских Е.В.			Лист	Лист	Листов
Руковод.		Креч В.Г.				30	95
Консульт.					Технологического процесса учета газа		
Руковод. ООП		Брунович О.В.			ТНУ ср. 3 2Б4Д		
					Классификация ГРС		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист		
					29		

В условиях рыночной экономики возникает необходимость точного учёта природного газа на всех уровнях: добыча, транспортировка, потребление природного газа. Рынок средств учёта различных энергоносителей на сегодняшний момент является наиболее насыщенным и сложным.

Современный уровень развития вычислительной техники, большой выбор отечественных и иностранных производителей интеллектуальных полевых приборов (smart-датчиков) позволяет организовать процесс учёта природного газа с учётом специфики конкретного объекта. Важной задачей становится правильно сориентироваться в этом разнообразии и найти оптимальное решение. В большинстве своём все современные вычислители одинаковы по точности вычисления относительно эталонной программы, различия существуют в элементной базе и в конструктивных особенностях процесса учета газа.

Существуют различные способы учета газа:

- метод переменного перепада давлений на базе стандартных сужающих устройств -"СУ";

диафрагмы, сопла, подключенные к дифманометрам-расходомерам (в т. ч. на пар);

					<i>Методы и технологические средства, учета расхода газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

- объемный метод измерения на базе мембранных и ротационных преобразователей расхода;
- скоростной метод измерения на базе турбинных преобразователей расхода
- вихревой метод (Вихревые расходомеры, в т.ч. на пар);
- ультразвуковой метод (Ультразвуковые (акустические) расходомеры, в т.ч. на пар);
- струйный метод (Струйные автогенераторные расходомеры, в т.ч. на пар)
- Кориолис вый метод (Кориолис вые массовые расходомеры)
- Терм анемометрический метод (Терм анемометрические (тепловые) расходомеры.

Рассмотрим наиболее применяемые методы учета расхода метана на ГРС.

#### 4.2 Учет расхода газа методом перепада давления

По настоящее время основным методом коммерческого учета газа на ГРС, является метод перепада давления на мембранном устройстве. Принцип действия основан на эффекте Вентури. Диафрагма внутри счетчика газа выполнена в виде диска со сквозным отверстием. Диск находится в потоке газа. (Рис 8). За счет сужения потока возникает разница давлений, так как согласно закону Бернулли, скорость газа и давление внутри него взаимосвязаны. Чем больше скорость потока, тем меньше внутри него давление. Диафрагма сужает поток, а измерение разницы давлений перед ней и после нее, позволяет определять расход в потоке.

Подобные расходомеры можно грубо считать примерами Вентури-метров, но имеющими более высокие энергетические потери. Существует три вида дисковых диафрагм: концентрические, сегментальные, эксцентриковые.

Достоинства; конструктивная простота прибора контроля расхода газа.

					<i>Методы и технологические средства, учета расхода газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Возможность поверки даже без наличия расхода мерных стендов (бес проливным методом). Данная возможность обусловлена тем, что имеются соответствующие стандарты и достаточно полное научно-техническое обоснование на метод измерения.

Недостатки; Малый диапазон измерения. В ранних вариантах приборов он не превышал 1:3. В последнее время, с появлением интеллектуальных многопредельных датчиков давления, диапазон измерений расширился и составляет. Высокая зависимость от неравномерности скоростей потока газа, проходящего через расходомер, обусловленная наличием гидравлических сопротивлений в подводящем и отводящем трубопроводах, в коленах, запорной арматуре и других конструктивных элементах, через которые проходит газ. Данное обстоятельство вызывает необходимость создания перед сужающими участками (СУ) прямых участков. Их длина, при этом - не менее десяти диаметров условного прохода трубопровода (ДУ). А это приводит к тому, что, если СУ устанавливается после гидравлических сопротивлений, типа не полностью открытого вентиля, то прямой участок, предшествующий СУ, может достигать длины 50 ДУ, а иногда и более идеальным манометром.

					<i>Методы и технологические средства, учета расхода газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Рис. 8. Метод перепада давления

### 4.3 Ультразвуковой метод

Ультразвуковой расходомер — это стандартный расходомер, основой работы которого является измерение скорости потока, а определение расхода потока движущейся среды в нем осуществляется с помощью акустических законов. Такие расходомеры могут быть использованы для измерения расхода потока сред, не проводящих электрический ток.

Достоинством ультразвуковых расходомеров является их наибольшая перспективность в коммерческом учете газа. Ранее их применение сдерживалось высокой стоимостью изготовления и недостаточной надежностью электронного блока. Однако в настоящее время с развитием микроэлектроники данный недостаток постоянно уменьшается. Приборы этого типа не имеют ни подвижных частей, ни частей, выступающих в поток. Соответственно, они практически не создают дополнительных потерь напора и могут потенциально иметь весьма высокую надежность.

Также они могут обеспечивать измерения в широком диапазоне изменения расхода газа и быть энергонезависимыми, т. е. в течение длительного времени работать от встроенного автономного источника питания.

Недостатком является необходимость применения многолучевых ультразвуковых расходомеров (2-лучевых и более) с последующей обработкой информации по весьма сложной программе для того, чтобы практически исключить влияние искажений потока газа на точность измерения. К сожалению, выпускаемые в России ультразвуковые счетчики газа по совокупности своих характеристик пока не отвечают всем

					<i>Методы и технологические средства, учета расхода газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34



необходимым требованиям к приборам коммерческого учета газа и, соответственно, могут найти весьма ограниченное применение. (Рис. 9).

Рис. 9. Ультразвуковой метод

#### 4.4 Скоростной метод измерения

Основан на сложении числа вращающихся оборотов крыльчатки или турбины за определенный отрезок времени. Вращающийся элемент приводит в движение кинетическая сила измеряемого потока. Скорость вращения пропорциональна средней скорости измеряемого потока, а значит и расходу.

Достоинством таких приборов учета служат малые габариты, небольшой вес, и довольно большой диапазон измерений.

Недостатки — это чувствительность разности потока на входе и выходе счетчика, требования к длине прямого участка до и после счетчика, не возможность работы на низком диапазоне количества расхода и большую погрешность при прерывистых потоках измеряемой среды. (Рис. 10).

					<i>Методы и технологические средства, учета расхода газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Рис. 10. Скоростной метод учета

## 5. Службы входящие в состав ТЛПУ МГ и зоны их обслуживания

### 5.1 Зона ответственности линейно- эксплуатационной службы

В зону обслуживания службы ЛЭС входят работы и оборудование, указанные в настоящем подразделе.

Линейная часть магистрального газопровод.

Газопроводы-отводы.

Крановые узлы (далее – КУ):

- газопроводы импульсного газа;
- дренажная и продувочная свечи с коллекторов импульсного газа;
- фильтры-осушители системы подготовки импульсного газа;
- стояки отбора газа;
- обратные клапана стояков отбора импульсного газа;
- система соединительных трубных проводок импульсного газа;

					- опоры импульсных линий и их фундаменты; и технологическое перевооружение газораспределительной станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	т.руковод.	Борисов	В.А.		Службы, входящие в состав ТЛПУ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Креп	В.Г.					36	95
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник	О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б4Д		

- гидравлическая система привода запорно- регулирующей арматуры диаметром Ду 100 и выше;
- насос ручной гидравлический запорно-регулирующей арматуры;
- ограждения, столбы и секции площадки КУ;
- инженерные средства охраны (дополнительное нижнее ограждение «против подкопного устройства»);

Узлы приема-запуска очистных устройств (далее- УПЗОУ).

Сосуды, работающие под давлением, установленные на объектах ЛЧ МГ.

Переходы через естественные и искусственные препятствия.

Вертолетные площадки и подъездные дороги к ним.

Опознавательные знаки (указатели, километровые знаки, реперы) ЛЧ МГ.

Средства малой механизации (кусторезы, бензопилы, мотопомпы и т.д), находящихся в оснащении ЛЭС.

Оборудованные переезды через автодороги, мосты (в т.ч. отводные каналы, вод пропуски под дорогами) на ЛЧ МГ.

Защитные противозерозионные сооружения.

Площадка аварийного запаса, оборудование и материалы, хранящиеся на ней.

Обеспечение качественной эксплуатации и технического обслуживания оборудования охранных кранов КС, камер приема и камер запуска очистных устройств с их обвязкой на УПКС. Для участка ЭиР ГП Парабельской ПП газопровода- отвода от охранных кранов к ГРС КС.

Границей ответственности ЛЭС являются:

					Службы, входящие в состав ТЛПУ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- трубопроводы до кольцевого сварного соединения Ду 1000(включая сварное соединение) после тройника подключения входного шлейфа КС к МГ Ду 1000\*1000 по ходу газа.
- трубопроводы от кольцевого сварного соединения Ду 1000 (включая сварное соединение) до тройника подключения выходного шлейфа КС к МГ Ду 1000\*1000 по ходу газа.
- трубопровод Ду 400 (подача газа в камеру запуска (КЗ) от кольцевого сварного соединения Ду 400 после тройника Ду 1000\*400 по ходу газа (включая сварное соединение).
- камеры приема- запуска ОУ, включая трубопроводы обвязки с кранами: №№ 31-1,37-1,36-1,35-1,32-1,42-1,33-1,41-1,25а-1,24а-1,25-1,24-1,22-1,26-1,22-5,22-6,28-1,31-2,37-2,36-2,35-2,42-2,41-2,32-2,42-2,41-2,32-2,33-2,25а-2,24а-2,25-2,24-2,22-2,26-2,22-3,22-4,28-2), узлы сбора продуктов очистки с емкостями сбора конденсата, включая технологическую обвязку (краны №№ Г-1. Г-2, Г-3, Г-4, Г-5, Г-6, Г-7, Г-8, Г-9, Г-10, 44, 44а; емкости Е-3, Е-4)- границей разделения с ГКС служит первое кольцевое сварное соединение (зона ответственности ГКС) тройников подключения входного/выходного шлейфов КС и обводной линии компрессорного цеха.

## **5.2 Зона ответственности службы ГРС**

В зону обслуживания службы ГРС входят работы и оборудование, указанные в настоящем подразделе.

Коммуникации ГРС:

- охранный крановой узел;
- газопровод высокого давления от места пересечения с ограждением ГРС до технологических коммуникаций ГРС;

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

- газопровод высокого давления от первого кольцевого сварного соединения перед фланцевым соединением входной ЗРА к ГРС по ходу газа (ГРС КС Володинская, Чажемтовская ПП);
- пылеуловители, сепараторы, подводящие и отводящие трубопроводы, линия дренажа конденсата, емкость сбора конденсата, трубная обвязка емкости сбора конденсата;
- средства малой механизации (кусторезы, бензопилы, мотопомпы и т.д), находящиеся в оснащении ГРС;
- знаки безопасности на ГРС;
- фильтры осушители и БПИГ;
- запорная арматура;
- технологические трубопроводы основного назначения;
- здания и сооружения на ГРС;
- система газоснабжения собственных нужд;
- подогреватели газа всех типов;
- емкость одоранта расходная, емкость хранения одоранта, уровнемеры механические, ручные капельницы, трубопроводы одоранта, гидравлическая и пневматическая автоматика дозаторов одоранта, эжекторы, фильтры угольные;
- защитные покрытия на оборудовании ГРС;
- теплоизоляция трубопроводов;
- ресиверы линий редуцирования;
- газорегуляторные пункты;
- емкости сбора теплоносителя;
- система продувки коммуникаций азотом;

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

- газопровод давлением 0,6 (1,2) МПа от регуляторов давления (по ходу газа) и до периметрального ограждения ГРС.

Дома операторов ГРС:

- здания и сооружения ДО;
- территория, ограждения ДО;
- газовые сети и оборудование;
- тепловые сети и котлы домов операторов.

### **5.3 Зона ответственности службы КИПиА**

В зону обслуживания службы КИПиА входят работы и оборудование, указанные в настоящем подразделе.

Средства измерений (далее- СИ).

Системы автоматизации технологических процессов, включая:

Стационарные подсистемы контроля загазованности, температуры, первичные преобразователи, приборные щиты с КИПиА, кабельные линии, клеммные коробки, устройства обработки, отображения и хранения информации.

Системы телемеханизации технологических объектов: шкафы контроллеров телемеханики, первичные преобразователи, приборные щиты с датчиками и КИП, кабельные линии, клеммные коробки, ИБП, входящие в системы телемеханики, средства измерения и контроля.

Системы диспетчерского контроля и управления уровня.

Оборудование автоматики АСУ ТП, включая: подсистему обнаружения, подсистему оповещения о пожаре, подсистему извещения о пожаре, шкафы

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

автоматики, первичные преобразователи, приборные щиты с датчиками, кабельные линии, устройства обработки и отображения, ручные и автоматические пожарные извещатели.

Автоматика систем (газового) пожаротушения. Системы пожарной сигнализации, оповещение о пожаре.

Заземляющие проводники от шины заземления до оборудования автоматики и телемеханики.

Организационное и техническое обеспечение процедур поверки и калибровки измерительных каналов в составе СА и ТМ.

Комплекс автоматизированных систем объектов МГ (включая шкафы управления, полевые приборы, контрольные кабели КИПиА, ЛВС АСУ ТП, оптические линии АСУ ТП, клемные коробки, АРМы, сетевое оборудование АСУТП- оптические линии, сетевые кабели, коммутаторы, хабы, операционные системы, комплектующие АРМ и серверного оборудования).

#### **5.4 Зона ответственности ЭХЗ**

В зону обслуживания службы ЭХЗ входят работы и оборудование, указанные в настоящем подразделе.

Система электроснабжения линейных объектов:

- вдоль трассовые воздушные и кабельные линии электропередач;
- арматура линий электропередач (изоляторы, предохранители, траверсы пр.)
- коммутационная аппаратура (линейные разъединители 10 кВт «РЛНД», высоковольтные вакуумные выключатели 10 кВт «Реклоузер РВА/TEL -10-12?5/630» со шкафами управления RC/TEL, выполняющим функции релейной защиты и автоматики, измерения, управления);
- системы защитного заземления и молниезащиты основного и вспомогательного оборудования;

					Службы, входящие в состав ТЛПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- трансформаторы 6 и 10кВ;
- дизельные электростанции блок боксы с ДЭС для нужд системы телемеханики;
- блок боксы УКЗ, и КП ТМ ЭХЗ установленные на ЛЧ филиала;
- система грозозащиты, защиты от перенапряжения (вентильные разрядники типа РВО-10, ограничители перенапряжений ОПН-10 и т.п.).

#### Средства ЭХЗ:

- установки (преобразователи) катодной защиты (УКЗ, анодные кабельные и воздушные линии);
- установки дренажной защиты;
- установки протекторной защиты;
- блоки совместной защиты;
- контрольно- измерительные пункты с электродами сравнения длительного действия, а также с блоками индикаторов скорости коррозии.
- списание израсходованного дизельного топлива ДЭС (закрепленных за службой ЭХЗ).

### **5.5 Зона ответственности транспортного цеха.**

В зону обслуживания службы ТЦ входят работы и оборудование, указанные в настоящем подразделе.

Станочное оборудование и грузоподъемные механизмы (стационарно установленные в ремонтных производственных помещениях), применяемые для ремонта автотранспортных средств и спецтехники.

Автотранспорт, специальная техника, дорожно-строительная техника.

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Грузоподъемные механизмы, смонтированные на шасси автотранспортного средства (автокраны, автовышки, краны-манипуляторы, погрузчики, краны-трубоукладчики).

Двигатели внутреннего сгорания, установленные на объектах ЛЧ МГ.

Организация эксплуатации, ТОР автотранспортной, специальной, дорожно-строительной и грузоподъемной техники.

Электрооборудование транспортных средств до 24В.

Теплые крытые стоянки. Площадки для стоянки техники, ремонтно-механические мастерские, зоны ТОР для автотранспорта спецтехники.

Дорожные знаки на внутривыездных дорогах.

Автотранспортные средства в т.ч. снегоходы.

Дизельные агрегаты резервных источников электроэнергии, установленных на объектах связи, ЭХЗ, ЭВС, КС, стартерные аккумуляторные батареи и системы хранения и подачи топлива. А также доставка и заправка емкости ДЭС дизельным топливом.

### **5.6 Зона ответственности газокомпрессорных служб промплощадок**

В зону обслуживания службы ГКС входят работы и оборудование.

Указанные в настоящем подразделе.

ГКС обеспечивает с надлежащим качеством эксплуатацию и производит техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования:

- грузоподъемные сооружения компрессорного цеха;
- компрессорные сжатого воздуха;
- мобильные азотные установки;
- комплектный ЭГПА;
- установка очистки газа;

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

- ТПА КЦ, установки очистки газа, УПКС (кроме ТПА охранных кранов, обвязки камер приема и запуска очистных устройств);
- технологические трубопроводы КС;
- газопроводы-отводы от УПКС к ГРС КС (Володинская, Чажемтовская ПП);
- технологические трубопроводы УПКС:
- от кольцевого сварного соединения Ду 1000 после тройника подключения входного шлейфа КС к МГ Ду 1000\*1000 по ходу газа;
- до кольцевого сварного соединения Ду 400 после тройника Ду 1000\*400 (подача газа в камеру запуска (КЗ) по ходу газа;
- узлы подключения КС, включая трубопроводы с кранами №№ 20-1, 20-1.1, 20-1.2, 20-1.3, 8-1, 8-1.4, 8, 8.4, 8.4а, 18, 18-1 (18-2), 7-1, 7, 7.4, 7.4а, 7-1.4, 17, 17-1 (17-2), 20-2, 20-2.1, 20-2.2, 20-2.3, 7-2, 7-2.4, 8-2, 8-2.4.

### **5.7 Зона ответственности службы ЭВС**

Обеспечивает бесперебойное питание оборудования, приборов и систем компрессорных станций, газораспределительных станций, объектов промплощадок, электрической и тепловой энергией.

Границей раздела ответственности со службами КИПиА, связи, ЭХЗ и группой информационных технологий служит нижний контакт автоматического выключателя в электрическом щите, силовом шкафу, блок-боксе, панели.

Обеспечивает с надлежащим качеством эксплуатацию и производит техническое обслуживание следующего электрооборудования:

- ЗРУ, трансформаторов, трансформаторные подстанции;
- СОЖ, КНС, КОС, артезианские скважины;

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

- технологические котельные, котельные промплощадок, ГРС и жилых комплексов;
- тепловые пункты и тепловые сети зданий и объектов МГ;
- электродвигатели;
- системы вентиляции (приточно-вытяжная, аварийная, и др.);
- системы кондиционирования;
- системы отопления, водоснабжения, канализации, заземления и молниезащиты;
- электроприводы насосов, компрессоров, вентиляторов, ГПМ, жалюзи и других исполнительных устройств;
- счетчики воды, электроэнергии;
- электросчетовые;
- силовые кабельные линии и ВЛ (кроме ЭХЗ);
- электрооборудование ДЭС;
- списание израсходованного дизельного топлива ДЭС (закрепленных за службой ЭВС).

Осуществляет обслуживание систем освещения, замену осветительных ламп, нагревателей.

Обеспечивает работоспособность электрических тепло спутников и электронагревателей, необходимых для обогрева приборов и импульсных линий.

### **5.8 Зона ответственности службы технологической связи**

Служба ТС обеспечивает с надлежащим качеством эксплуатацию и производит техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования:

					<i>Службы, входящие в состав ТЛПУ</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- радиорелейные линии связи;
- кабельные линии связи;
- волоконно-оптические линии связи;
- сети и коммутационное оборудование фиксированной автоматической телефонной связи;
- сети подвижной радиосвязи;
- сети видеотелефонной и видеоконференцсвязи;
- сети передачи данных автоматизированных систем управления производственно-хозяйственной деятельностью (АСУ ПХД);
- локально-вычислительные сети (далее- ЛВС) АСУ ПХД;
- сети спутниковой связи;
- сети селекторной и диспетчерской связи;
- мультимедийное оборудование технического обеспечения массовых мероприятий;
- оборудование оповещения;
- сети телевизионного вещания;
- системы электропитания технических средств и энергоснабжения сооружений связи;
- оборудование технологического видео наблюдения;
- прочее оборудование и средства связи. Обеспечивает списание израсходованного дизельного топлива ДЭС (закрепленных за службой ТС).

### **5.9 Зона группы информационных технологий**

Обеспечивает с надлежащим качеством эксплуатацию и производит техническое обслуживание оборудования:

					Службы, входящие в состав ТЛПУ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- АРМы и серверное оборудование систем автоматического управления технологическими процессами и оборудованием;

- источники бесперебойного питания АРМ и серверного оборудования АСУТП.

Границей эксплуатационной ответственности группы ИТ является информационные разъемы розеток ЛВС.

## 6. Перечень основных видов строительных работ

Настоящий раздел рабочей документации выполнен на основании:

- задание на проектирование «Техническое перевооружение узла измерения расхода газа (монтаж линии сверх малого расхода) станции газораспределительной Томского ЛПУМГ ООО Газпром». Утвержденное Главным инженером- первым заместителем генерального директора ООО «Газпром трансгаз Томск» от 9.06.2014г;

- дефектной ведомости, утвержденной первым заместителем генерального директора по ремонту и капитальному строительству ООО «Газпром трансгаз Томск» от 05.05.2014г;

- акта общего осмотра здания (сооружения), утвержденного первым заместителем генерального директора по ремонту и капитальному строительству ООО «Газпром трансгаз Томск» от 05.05.2014г.

Настоящий раздел выполнен на в соответствии с основными действующим нормативными документами:

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
		СПиП 2.05.06	85*		«магистральные трубопроводы»;			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Юдинских Е.В				«Нормы технологического проектирования Основные виды работ магистральных газопроводов»;	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	СТО Газпром Крей В.П.		2-3.5-051-2006				47	35
Консульт. Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4Д		

- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
- Сто Газпром 2-2.1-131-2007 «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-2.1-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1»;
- СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве при ремонте промышленных и магистральных газопроводов»;
- СТО Газпром 5.37-2011 «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количество природного газа, применяемых в ОАО Газпром»;
- ГОСТ 8.611-2013 «Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»;
- ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка от полости и испытание»;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».

### 6.1 Выбор материалов, деталей и запорной арматуры

					<i>Основные виды работ</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для трубопроводов на территории ГРС принята категория В согласно классификации Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».

Трубы и соединительные детали должны удовлетворять требованиям раздела 13 СНиП 2.05.06-8\* и СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Согласно «Инструкции по применению стальных труб на объектах «ОАО Газпром».

Проектируемый газопровод выполнить из труб стальных бесшовных и горячедеформированных по ТУ 14-159-1128-2008 из стали марки 092С диаметром D89x5мм.

Импульсную линию к преобразователю давления выполнить из труб стальных бесшовных холоднодеформированных по ГОСТ 9941-81 из коррозионно-стойкой стали 12х18Н10 диаметром 6х1мм. Все соединительные детали должны быть терм обработаны в заводских условиях. Соединения труб и деталей трубопровода с трубами предусматриваются сварными.

В качестве запорной арматуры на измерительном трубопроводе приняты равно проходными шаровые краны под приварку надземной установки с ручным приводом DN 50 8,0 МПа. Краны марки 11лс60п изготавливаются Алексинским заводом ОАО «Тяжпромарматура».

В качестве запорной арматуры в составе отсечного узла газопровода DN 300 приняты затворы поворотные дисковые под приварку DN 300, PN 10,0 МПа. Для контроля герметичности между затворами предусмотрена установка показывающего манометра с вентильным блоком. Вся запорная арматура принята по классу «А» ГОСТ Р 54808-2011 герметичности затвора.

					Основные виды работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

## 6.2 Выбор измерительных приборов и расходомера на узел учета газа

					Основные виды работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



Наименование и техническая характеристика	Примечание
ультразвуковой счетчик газа ГУВР-011А2.2/ВС, модификации А2, двухканальный, с врезной секцией типоразмера G250, DN80, PN 1, 6МПа, погрешность 0,5%, с БПС, в комплекте с имитатором с ответными фланцами	предусмотрено в спецификации 171/1-2015-ТХ.С
вычислитель расхода природного газа Control Wave XFC 3820-EX-10А, диапазон измерения 0...0,7МПа, -20°...+50° С, с монтажным кронштейном для установки на трубе, с комплектом монтажных частей для подключения к импульсной линии Ф6Х1	предусмотрено в спецификации 171/1-2015-ТХ.С
термометр сопротивления ТСП 012.15Exd, диапазон измерения -60°...+200°С, класс допуска А, НСХ 100П, 4-х проводная схема соединений, длина погружаемой части 80мм, диаметр защитной арматуры D-10мм, с подвижным штуцером, резьба М20х1,5	предусмотрено в спецификации 171/1-2015-ТХ.С
защитная гильза РГАЖ 4.819.002, сварная, для термометра сопротивления с длиной погружаемой части 80мм, наружный диаметр погружаемой части гильзы D-10мм, резьба М20х1,5, материал-сталь 12х18Н10Т, PN10 МПа	предусмотрено в спецификации 171/1-2015-ТХ.С
передвижной штуцер РГАЖ 4.168.006 с резьбой М20х1,5, с внутренним диаметром D-10мм	предусмотрено в спецификации 171/1-2015-ТХ.С

### 6.3 Выполнение работ

					Основные виды работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

1. Производство работ по монтажу технологического оборудования и трубопроводов, технологии сварки, антикоррозийной изоляции, контроль качества сварных швов выполнять в соответствии со СНиП2.05.06-85\*, СТО Газпром 2-2.2-136-2007 часть 1, ВСН 08-89, ВСН 012-88 Миннефтегазстрой.

2. Сварные соединения трубопроводов в пределах территории ГРС (категории В) должны соответствовать уровню качества «А» согласно СТО Газпром

2-2.4-083-2006.

Контроль качества сварных соединений проектируемых трубопроводов должны быть выполнены:

- 100% визуальным и измерительным контролем в процессе сборки и сварки сварных соединений;

- 100% контролем радиографическим методом по ГОСТ 7812-82\* (после признания годности сварных соединений по результатам визуального и измерительного контроля);

- проверить, дублирующим контролем ультразвуковым методом по ГОСТ 14782-86 в объеме 25% от общего числа стыков.

Сварные швы приварки узлов врезки линии сверх малого расхода DN 80 к существующему газопроводу DN 300 (2 стыка) и 4 стыка DN 300 выполнить гарантийными сварными соединениями.

Гарантийные сварные соединения, сварные соединения за хлестов, ввариваемых ставок, арматуры, деталей трубопроводов должны быть дополнительно подвергнуты 100% контролю ультразвуковым методом.

3. Очистку полости измерительного трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность выполнить согласно требованиям ВСН 011-88 и СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Испытания трубопроводов на прочность и герметичность произвести гидравлическим способом.

					Основные виды работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Гидравлическим испытаниям должна быть подвергнута проектируемая линия сверх малого расхода DN 80 и отсечной узел из 2-х затворов DN 300.

Гидравлическое испытание на прочность производить давлением:

- в верхней точке трубопровода -  $R_{исп} = 1.25 R_{раб} = 1.25 * 5.5 = 6.875$  Мпа;
- в нижней точке трубопровода – не более испытательного давления, гарантируемого заводам  $R_{исп} \leq R_{зав}$ .

Время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 ч.

Проверку на герметичность участка трубопровода выполнить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до проектного рабочего в течении времени, необходимого для осмотра трубопровода (но не менее 12 ч).

4. Измерительный трубопровод подлежит теплоизоляции полуцилиндрам из экструзивного Пено полистирола «пеноплекс 35» теплопроводностью не менее 0.035 вт/м\*град по ТУ 5767-001-01297858-02 с покровным слоем из стального листа. Перед изоляцией на трубопровод нанести систему защитного покрытия серии Спец Проект 008/109 в составе Спец Проект 109 за два раза по грунтовке Спец Проект 008 в два слоя.

5. В местах опирания трубопроводов на опоры предусмотрены диэлектрические прокладки из паронита, обеспечивающие электроизоляцию трубопроводов.

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»		
Изм.	<b>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>						
Разраб.	Юдинских Е.В.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.					66	95
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б4Д		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

Проектирование является одним из основных направлений подготовки производства, обеспечивающим эффективное ведение намеченных работ. При проектировании должны использоваться наиболее экономичные схемы транспорта, рациональная застройка территории, современное архитектурное оформление зданий и сооружений; учитываться требования экологии, дизайна, эстетики, эргономики и т.д. В конечном счете, оно решает задачи по стабилизации и в последующем повышению эффективности общественного производства. Проектирование прежде всего во многом определяет эффективность строительства и эксплуатации предприятий.

От качества проектирования в значительной мере зависит рациональное использование материальных, финансовых и трудовых ресурсов. При проектировании производственных объектов в нефтяной и газовой промышленности применяются комплексные методы составления и обоснования схем и проектов, в основу которых закладываются принципы рационального использования нефтегазовых ресурсов, осуществляемые в условиях государственной собственности на землю и недра; проводится комплекс проектно-конструкторских работ, охватывающих все технологические процессы, начиная от геологоразведки и кончая реализацией нефтепродуктов, а также нефтехимическое производство.

## 8.1 Анализ конкурентных технических решений

					<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

С помощью анализа конкурентных технических решений можно оценить степень научной новизны, определить сильные и слабые стороны создаваемой методики, тем самым дать ей оценку на фоне конкурентов и их возможностей, которым придется противостоять. Оценочная карта данного анализа отображена в таблице 1.

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурс эффективности</b>							
1. Использование менее ресурс затратного оборудования	0,15	5	3	5	0,75	0,45	0,75
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
3. Меньшее количество отходов	0,15	4	2	3	0,6	0,3	0,45
4. Энергоэкономичность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
5. Безопасность	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
6. Простота эксплуатации	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
7. Качество интеллектуального интерфейса	0,02	1	1	1	0,02	0,02	0,02
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Цена	0,07	5	2	5	0,35	0,14	0,35
3. Финансирование научной разработки	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
4. Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,09	0,09
5. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>4,39</b>	<b>3,58</b>	<b>4,08</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

К конкурентным преимуществам производимого продукта, можно отнести: высокое качество продукта, сокращение производственного цикла, высокую конкурентоспособность продукта и уровень проникновения на рынок. Эти качества помогут завоевать доверие покупателей путем предложения товара высокого качества со стандартным набором определяющих его параметров.

## 8.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QQuality A Dvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно – исследовательский проект.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,20	93	100	0,93	0,186
Надежность	0,15	95	100	0,95	0,1425
Ремонтопригодность	0,20	100	100	1,00	0,2
Безопасность	0,20	96	100	0,96	0,192
Длительность производственного цикла	0,10	97	100	0,97	0,097
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Цена	0,10	94	100	0,94	0,094
Перспективность рынка	0,05	95	100	0,95	0,0475
Итого	1				0,959

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \Phi_i$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

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

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение показателя  $\Pi_{cp}$  является 95,9%, что позволяет говорить о перспективах и качестве проводимого ремонта магистрального нефтепровода.

### 8.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b>                  С1. Отлаженная схема проведения работ                  С2. Применение современных технологических решений                  С3. Опытный персонал                  С4. Система контроля качества и выполнения работ</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b>                  Сл1. Возможное появление чрезвычайных ситуаций                  Сл2. Значительные финансовые затраты                  Сл3. Значительные временные сроки выполнения работ                  Сл4. Большой срок поставок материалов</p>
<p><b>Возможности:</b>                  В1. Появление потенциального спроса на выполнение ремонтных работ                  В2. Обеспечение безопасной дальнейшей эксплуатации                  В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных проектов</p>	<p>Применение современных технологий и систем контроля обеспечит конкурентоспособность.</p>	<p>Большой срок поставок материалов может привести к простоям, что еще более увеличит срок выполнения работ. Выполнение сложных и опасных работ, может привести к травмам персонала, порче оборудования, нарушению экологии.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Несвоевременное финансовое обеспечение                  У2. Плохие метеоусловия                  У3. Некачественные материалы</p>	<p>Плохие метеоусловия предполагают применение особых технологий выполнения работ, для контроля качества материалов используются современное оборудование и методы.</p>	<p>Несвоевременное финансирование может привести к задолженностям по заработной плате, а некачественные материалы могут повлиять на безопасность и надежность проекта.</p>

## 8.4 Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$  – й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$  – й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко – днях и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения

трудоемкости  $t_{\text{ож}i}$  используется формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$  – ой работы, чел. – дн.;

					Финансовый менеджмент	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$  – ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$  – ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}$$

где  $T_p$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Все рассчитанные значения указаны в таблице 4.

Перечень этапов и работ, перечень исполнителей в рамках проведения научно-исследовательских работ приведен в таблице 4.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 4 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длит-ть работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длит-ть работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{mini}$ чел-дни	$t_{maxi}$ чел-дни	$t_{ожи}$ чел-дни			
Выбор направления исследований	1	3	2	Руководитель	2	3
Составление и утверждение технического задания	1	4	3	Руководитель	3	4
Календарное планирование работ по теме	1	4	3	Руководитель	3	4
Подбор и изучение материалов по теме	20	60	36	Бакалавр	36	53
Проведение теоретических расчетов и обоснований	2	12	6	Бакалавр	6	9
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	2	Руководитель, бакалавр	1	2
Оформление отчета	2	12	6	Бакалавр	6	9

На основе таблицы 5 построен календарный план-график (таблица) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 5 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				март			апрель			май			июнь			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1	Выбор направления исследований	Руководитель	3	▨												
2	Составление технического задания	Руководитель	4	▨												
3	Планирование работ	Руководитель	4	▨												
4	Подбор, изучение материалов	Бакалавр	53		■											
6	Проведение теоретических расчетов	Руководитель, бакалавр	9								▨					
8	Оценка эффективности результатов	Руководитель, бакалавр	2									▨				
10	Оформление отчета	Бакалавр	9										▨			



– руководитель



– бакалавр

## 8.5 Расчет бюджета научно-технического исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых- расходов, необходимых для его выполнения.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям.

## 8.6 Расчет материальных затрат НТИ

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме.

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.	
		Исп.1	Исп.2		Исп.1	Исп.2
Тетрадь	шт.	2	3	15	30	45
Ручка	шт.	2	2	10	20	20
Карандаш	шт.	2	2	7	14	14
Картридж для принтера	мл	150	100	4	600	400
Бумага	листов	600	500	0,6	360	300
Всего за материалы					1024	779
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)					51	39
Итого:					1075	818

## 8.7 Расчет затрат на специальное оборудование научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Таблица 7 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.		Общая стоимость оборудования, тыс.руб.	
			Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
1.	Технологический комплекс	1	541	641	541	641
2.	Определитель напряжений рентгеновский портативный	1	43	35	43	35
3.	Компьютер	1	27	25	27	25
4.	Струйный принтер	1	3	6	3	6
Итого:					614	707

### 8.8 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда.

Таблица 8 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45730	2160,47	22	47530,34
Бакалавр	14874,45	0,3	0,2	1,3	29010	1381,42	55	75978,1

Где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$T_{р}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

$Z_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$k_{р}$  – районный коэффициент для Томска;

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент;

$Z_{тс}$ , руб. – заработная плата по тарифной ставке, руб.

## 8.9 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

Где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (12 % от  $Z_{осн}$ )

Дополнительная заработная плата инженера, руб.:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,12 \cdot 75978,1 = 9117,37$$

### 8.9.1 Отчисления во внебюджетные фонды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.)

$Z$  – заработная плата.

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 статьи 58 закона № 212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году водится пониженная ставка – 27,1 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	$C_{внеб}$
Руководитель	47530,34	5703,64	14426
Инженер	75978,1	9117,37	22975
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271		

## 8.9.2 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = ЗП \cdot k_{\text{нр}},$$

Где

ЗП – заработная плата работников;

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов берется в размере 16%.

Исп.1 -  $З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot 47530,34 = 7604,85$  руб

Исп.2 -  $З_{\text{накл}} = 0,16 \cdot 75978,1 = 12156,50$  руб

## 8.9.3 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 9 - Бюджет научного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НИИ	<b>1075</b>	818
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	<b>614000</b>	707000
3. Заработная плата исполнителей работ	<b>47530,34</b>	75978,1
4. Отчисления во внебюджетные фонды	<b>14426</b>	22975
5. Накладные расходы	<b>7604,85</b>	12156,50
6. Бюджет затрат НИИ	<b>684636,19</b>	818927,6

## 8.9.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{p-\text{исп}i} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{p-\text{исп}i}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4
3. Энергосбережение	0,15	4	4
4. Надежность	0,20	5	4
5. Воспроизводимость	0,25	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	3
ИТОГО	1	4,85	3,95

**Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки** ( $I_{\text{исп}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:



$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 11 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,90	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,95
Интегральный показатель эффективности	5,39	3,95
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,36	0,73

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант исполнения поставленной в бакалаврской работе задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод: в результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

## 9. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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. В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [2]. Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [3]. Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних людей, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней)
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Юдинских Е.В			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					80	95
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств [3].

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия. Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7) [2]. Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположение предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории ГРС. Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию

### **9.1 Производственная безопасность**

Как известно, газораспределительная станция является опасным производственным объектом, а процесс ее эксплуатации 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.

Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации 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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва газовоздушной смеси; повышенный уровень шума; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне.

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 электрооборудования также несет в себе ряд опасностей.

При проведении работ на ГРС производятся разноплановые работы: электромонтажные, слесарные и сварочные.

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности на ГРС при ремонтных работах представлены в таблице Таблица 1- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [8]

Таблица-1. Возможные опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы: 1) Электромонтажные работы; 2) Слесарные работы 3) Сварочно-монтажные работы.	1. Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне		СанПин 2.2.4.548-96 [4] Р 2.2.2006-05 [5] ГОСТ 12.4.011-89 [9]
	2. Работа с токсичными	с и	ГОСТ 12.1.005-88 [10]

	вредными веществами		ГН 2.2.5.1313-03 [6]
	3.Повышенный уровень шума		СНиП II-12-77 [11] ГОСТ 12.1.029-80 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13]
	4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [4]
		1. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.019-79 [14] ГОСТ 12.1.038-82 [15] ГОСТ 12.4.011-89 [9]
		2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 [16]
		3. Пожаробезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [17] ГОСТ 12.1.005-88 [10]

## **9.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне**

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.

При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спец обувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года.

### **Работа с токсичными и вредными веществами**

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

Их предельно допустимые концентрации и классы опасности приведены в таблице 2.

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

Таблица 2- Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне ГРС [6]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды C1-C10	300	IV
Сероводород	10	IV
Метанол	5	III
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

В качестве одоранта же используют меркаптаны (чаще этил меркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в таблице 2.

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.

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).

### **9.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, возникающих во время его эксплуатации, и прогнозируемых отклонений от них.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86



При этом должны учитываться следующие факторы:

- внутреннее- внешнее давление;
- температура окружающей среды и температура рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

При расчете на прочность необходимо учитывать все нагрузки и факторы, которые могут иметь место и вероятность их одновременного возникновения.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно
- не реже одного раза в смену; - для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно - не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной в установленном порядке техническим руководителем (главным инженером) организации, [16]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией, в частности:

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
  - если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
  - если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, вспучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
  - при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
  - при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
  - при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
  - при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопровод,
- [16]

#### 9.4 Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышения 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 (сравливание газа из газопроводов и технологического оборудования на ГРС при освидетельствовании и регламентных плановых ремонтов).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

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, этил меркаптан, относящийся ко второму классу опасности [10].

#### **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. 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

#### **Мероприятия по защите гидросферы:**

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

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (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.

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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

## **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.

### **9.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, происходящие на опасных производственных объектах можно разделить на следующие: природного, экологического и техногенного характера. На ГРС наиболее возможная чрезвычайная ситуация - это пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор. Для того, чтобы уменьшить возникновения ЧС 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Действия персонала ГРС при ЧС:

- сообщить оператору ГРС;
- доложить руководству о чрезвычайной ситуации на газопроводе;
- локализовать место аварии (закрыть запорную арматуру в аварийной части газопровода);
- сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- при угрозе жизни покинуть место ЧС.

Для предотвращения ЧС социального характера 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.

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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

## Заключение

За счет технического перевооружения, удалось в малые сроки с минимальными объемами капитальных вложений улучшить состояние оборудования. Удалось расширить диапазон измерений узла учета газа, снизить погрешность в измерениях за счет дополнительной линии сверх малого расхода и современных более надежных и точных приборов. Также был выбран регулятор давления с более лучшими характеристиками по надежности и эксплуатации, тем самым продлив сроки эксплуатации ГРС.

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Юдинских Е.В</b>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крец В.Г.</b>					92	95
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б4Д</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

### Список использованных источников

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
2. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "О специальной оценке условий труда".
3. Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188.
4. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96  
"Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".
5. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
6. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. Глава СНиП II-12-77 «Защита от шума».
8. ГОСТ 12.0.003-201 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
9. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
10. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
11. СНиП II-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
12. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

					«Техническое перевооружение газораспределительной станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Юдинских Е.В.</b>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Крепц В.Г.</b>					93	95
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б4Д</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

13. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность.
15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.
17. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность.
- СНиП 2.05.06-85\* «магистральные трубопроводы»;
  - СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;
  - СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
  - Сто Газпром 2-2.1-131-2007 «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром»»;
  - СТО Газпром 2-2.1-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть 1»;
  - СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве при ремонте промысловых и магистральных газопроводов»;
  - СТО Газпром 5.37-2011 «Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количество природного газа, применяемых в ОАО Газпром»;
  - ГОСТ 8.611-2013 «Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»;

					Список использованных источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка от полости и испытание»;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95