

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана»	
УДК 621.643-024.84-027.45(575.2)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С	-		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова В.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Томск – 2019г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Абдрасулову Калыбеку Анарбековичу

Тема работы:

«Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 05.02.2019 г. №877/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Проектирование системы газопотребления, этапы строительства, гидравлический расчет газопровода, выбор наиболее ресурсоэффективного газоиспользующего оборудования
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	Анализ правовых документов, для получения технических условий на подключение (технологическое присоединение) к сетям газораспределения, выбор материалов для строительства газопровода с точки зрения эксплуатационной, экологической безопасности и ресурсосбережения
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Иностранный язык»	Новикова Вера Станиславовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	
Essay	
Обзор литературы	
Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	
Технологическая часть	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Иностранный язык	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		29.09.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович		29.09.2018г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Строительство газопровода с применение различных материалов.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Технико-экономическая оптимизация материальных, энергетических и других затрат, анализ затрат при применении различных материалов.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	...
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	...
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	...
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. «Портрет» потребителя
2. Оценка конкурентоспособности ИР
3. Матрица SWOT
4. Модель Кано
5. ФСА диаграмма
6. Оценка перспективности нового продукта
7. График разработки и внедрения ИР
8. Инвестиционный план. Бюджет ИП
9. Основные показатели эффективности ИП
10. Риски ИП

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович

Школа		Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Объектом исследования является ГРС, которые должны обеспечивать потребителей газом. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Область применения объекта исследования является газовая промышленность

Основными вредными факторами, возникающими при эксплуатации газопровода отвода среднего и низкого давления, являются: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенный уровень ультрафиолетового и инфракрасного излучения, сварочные аэрозоли.

К опасным факторам можно отнести: опасный уровень напряжения в электрической цепи, выбросы капель расплавленного металла и искр из сварочной ванны, высокая загазованность рабочей зоны.

Строительство и эксплуатация газопроводов приводит к губительным геологическим последствиям: возможна разгерметизация оборудования и аварийный выброс паров газа и опасных веществ, что может привести к взрыву и пожару на рабочем месте

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических опасных производствах

Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов противопожарной режиме.

ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.

ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда»

ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование

	взрывозащищенное. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Проанализировать вредные факторы такие как: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита– источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Проанализировать опасные факторы такие как: - опасный уровень напряжения в электрической цепи; - оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; - пожаробезопасность.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	○ перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; ○ выбор наиболее типичной ЧС; ○ разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; ○ разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.09.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2019	<i>Введение</i>	...
25.04.2019	<i>Общие сведения</i>	
28.04.2019	<i>Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления</i>	
3.05.2019	<i>Технологическая часть</i>	
10.05.2019	<i>Расчетная часть</i>	
15.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	
20.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	
22.05.2019	<i>Заключение</i>	
24.05.2019	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109с., 15 рис., 23 табл., 52 источников, 3 прил.

Ключевые слова: ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ГАЗОПРОВОД ОТВОД, КРАН, АРМАТУРА, СВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

Объектом исследования является процесс газификации тепличного комплекса

Цель работы – подготовить обоснованные предложения о возможности повышения эксплуатационной надежности газораспределительных систем путем газификации материалами пластмассовых труб и запорной арматуры в условиях Севера Кыргызстана

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки, гидравлические расчеты, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, прокладки, монтажа газопровода, проведение гидравлического испытания. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ строительства газопровода низкого давления из стальной и полиэтиленовой трубы. На основании полученных результатов было выявлено, что применение полиэтиленовых труб имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: рассмотрена возможность получения технических условий, виды строительно-монтажных работ, выбор наиболее эффективного газоиспользующего оборудования.

Степень внедрения: реальный проект

Область применения: жилые дома, технические объекты (котельные и др.).

Экономическая эффективность/значимость работы снижение затрат на электроэнергию, твердое топливо, улучшение экологической обстановки.

В будущем планируется реализация проекта.

ESSAY

Final qualifying work 109 p., 15 fig., 30 tab., 52 sources, 3 adj.

Key words: TECHNICAL CONDITIONS, HYDRAULIC CALCULATION, GAS PIPELINE DRAINAGE, CRANE, FITTINGS, WELDING EQUIPMENT, GAS-USED EQUIPMENT.

The object of the research is the process of gasification of the greenhouse complex

The purpose of the work is to prepare reasonable proposals on the possibility of improving the operational reliability of gas distribution systems by gasifying materials with plastic pipes and valves in the conditions of the North of Kyrgyzstan

In the course of the study were carried out wall thickness calculations, hydraulic calculations, strength and stability calculations were performed. Issues of trenching, laying, gas pipeline installation, hydraulic testing were considered. There are measures for labor protection and safety of construction, environmental protection, technical and economic part.

The study resulted in a comparative analysis of the construction of a low-pressure gas pipeline from steel and polyethylene pipes. Based on the results obtained, it was revealed that the use of polyethylene pipes has several advantages, one of which is an increase in the lifetime of the pipeline.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the possibility of obtaining technical conditions, types of construction and installation works, the choice of the most efficient gas-using equipment.

Degree of implementation: real project

Scope: houses, technical objects (boiler rooms, etc.).

Economic efficiency / significance of the work reducing energy costs, solid fuels, improving the environment.

In the future, the project is planned.

Оглавление

Введение.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	17
1.1. Состояние газификации Кыргызстана	17
1.2. Горнотехнические условия Кыргызстана	18
1.3. Система проектной документации для строительства (СПДС)	18
1.4. Новая ветка газопровода «Бухарский газоносный район — Ташкент — Бишкек — Алматы»	20
1.4. Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года	22
2. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ И АРМАТУРА ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ	26
2.1. Стальные трубы газопроводов	26
2.1 Полиэтиленовые трубы газопроводов и их свойства	29
2.2.1. Перспективы применения полиэтиленовых труб в сравнении с металлическими в системах газоснабжения.....	32
2.4. Запорная арматура газопроводов.....	36
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	40
3.1 Выполнение проектной документации	40
3.2 Земляные работы	44
3.3. Строительно-монтажные работы.....	48
3.4 Изоляционные работы на стальных участках газопровода	57
3.5 Укладка газопровода.....	58
3.6 Очистка внутренней полости и испытания газопровода	59
3.7 Контроль качества работ	63
4.РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.	65
4.1 Гидравлический расчет газопровода.....	65
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
5.1 Экономическое обоснование проектных решений	75
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
6.1 Производственная безопасность	80
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	81
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	85
6.2 Экологическая безопасность.....	87
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
6.3.1 Анализ вероятных ЧС	89
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	90
6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94

Приложение А	99
Приложение Б	108
Приложение В.....	109

Введение

В 2014 году Узбекистан без предупреждения прекратил поставку газа в Кыргызстан. Без голубого топлива остались более 60 тысяч абонентов и несколько промышленных предприятий. Фактически Ташкент был вправе прекратить подачу голубого топлива после указанной даты. После отключения газа Узбекской стороны, в Бишкеке стали говорить о необходимости перекрыть воду *Токтогульского водохранилища* на 6-7 месяцев, которая поступает в соседнее государство, однако власти не решались на этот шаг, понимая, что он может вызвать непредсказуемую реакцию Ташкента. Более того, этот вариант был нежелателен, поскольку могло вызвать еще более жесткую реакцию Ташкента вплоть до угрозы «силой».

Одной из причин отключения газа стала демонстрация Узбекистаном своей позиции относительно вступления Кыргызстана в Таможенный союз. Узбекистан прекрасно понимает, что оформление таможенных границ невозможно без утверждения границ государственных [12].

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Абдрасулов К.А.								
Руковод.		Крец В.Г.							14	108
Консульт.								НИ ТПУ зр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

Таблица 1. - Список стран по длине магистральных трубопроводов

№	Страна	Всего трубопроводов (км)	газо-проводы (км)	нефте-проводы (км)	нефте-продукто-проводы (км)	др. (км)	год
1	 США	2225032	1984321		240711		2013
2	 Россия	259913	165250	80820	13658	185	2013
3	 Казахстан	26963	12432	11313	1095	2123	2013
4	 Узбекистан	11345	10401	944			2013
5	 Киргизия	496	480	16			2013
6	 Таджикистан	587	549	38			2013

Как видно в таблице, в Кыргызской республике 2013 году общая протяженность газопровода составлял 480 км.

26 июля 2013 года подписано Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Кыргызской Республики о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики, в соответствии с которым было создано общество с ограниченной ответственностью, которому передано имущество по транспортировке, распределению и реализации газа.

К операционной деятельности новая компания приступила в октябре 2014 года.

С этого момента в республике была проведена масштабная работа по модернизации газотранспортной и газоснабжающей систем. Так, впервые за последние 40 лет была проведена внутритрубная диагностика магистрального газопровода Бухарский газоносный район — Ташкент — Бишкек — Алматы. По результатам данной работы были устранены 739 дефектов, заменены

					Введение		Лист
							15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

свыше 200 участков магистральной трубы. В рамках обеспечения безопасной эксплуатации газотранспортной системы республики были выполнены работы по капитальному и среднему ремонту газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции «Сокулук», которая является сердцем газотранспортной системы страны [13].

Таким образом, компания ОсОО «Газпром Кыргызстан» осуществляет колоссальную работу по проведению крупномасштабных мероприятий в газовой отрасли республики по строительству и обновлению административных зданий, газопроводов, предоставлению новых услуг абонентам и успешно осуществляет намеченные планы в Кыргызстане: к 2030 году планируется увеличить уровень газификации в стране в два раза, что составит 60% обеспеченности населения природным газом [14].

К сожалению, правовое регулирование в данной области до сих пор не осуществлено должным образом; разбросанность норм о газоснабжении по различным актам и постановлениям дезориентирует абонента, создавая существенные затруднения в газификации частных домовладений.

Работа посвящена исследованию этапам проектирования и строительства газопровода-отвода в получении технических условий на газификацию в теплицу.

Цель работы – рассмотреть существующую возможность газификации тепличного комплекса в соответствии со схемой строительства сетей газоснабжения Севера Кыргызстана, утвержденной администрацией города, а также, поэтапность проектирования и строительства газопровода-отвода низкого давления в теплицу в г. Бишкек, Чуйской области [1].

					Введение	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Состояние газификации Кыргызстана

14 апреля 2014 году Узбекистан прекратил поставку газа на южной части Кыргызстана. Следует отметить, что газ перекрывали не впервые и с завидной регулярностью использовали его в качестве рычага давления на соседа. Например, поставки "голубого топлива" Киргизии были прекращены в июле 2013 г., а зиму 2012-2013 гг. Киргизия также встретила без «узбекского» газа. Поводы для прекращения поставок самые разнообразные.

Причина подобных действий Узбекистана в крайне сложных отношениях со своими соседями. Граница Узбекистана и Киргизии до сих пор не делимитирована и не демаркирована: стороны не могут достичь компромисса и разрешить территориальные споры. Из-за этого с завидной регулярностью на границе происходят разнообразные конфликты: начиная от перекрытия дорог и оканчивая стрельбой.

Самостоятельно решить газовую проблему Кыргызстан не мог, а поэтому на подмогу неизбежно был призван ПАО «Газпром» которому и предстояло решить газовый ребус [2].

В том же 2014 году компания вошла на газовый рынок Кыргызской Республики, образовав компанию ОсОО «Газпром Кыргызстан».

За три года деятельности эта компания провела колоссальную работу по обновлению газовой инфраструктуры Кыргызской Республики, масштабному строительству новых объектов и газификации новых регионов страны.

При содействии концерна ПАО «Газпром» компания ОсОО «Газпром Кыргызстан» нацелена создать в республике сеть газотранспортных систем.

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общие сведения	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Абдрасулов К.А.						
Руковод.		Крец В.Г.					17	109
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ71		

Работа в этом направлении ведется непрерывно.

Основными видами деятельности компании являются следующие:

- транспортировка, распределение и продажа природного газа;
- использование, хранение веществ способных образовывать взрывоопасные смеси, наполнение баллонов сжатым природным газом;
- градостроительные и проектно-изыскательские работы;
- выполнение строительно-монтажных работ;
- добыча и хранение природного газа [3].

1.2. Горнотехнические условия Кыргызстана

Горно - технические условия на территории Кыргызстана очень разнообразны. Инфраструктура крайне неравномерна.

На некоторых местах горно - технические условия довольно тяжелые: ледники, вечная мерзлота, крутой скальный рельеф, большие высоты, удаленность от населенных пунктов, дорог, рек, ЛЭП.

Породы коренной основы, представленные скальными и полускальными грунтами, являются наиболее надежными основаниями практически для всех видов сооружений и слабо подвержены эрозионным и эколого-инженерно-геологическим опасным процессам и явлениям [1].

1.3. Система проектной документации для строительства (СПДС)

Правила выполнения рабочей документации внутренних систем газоснабжения по ГОСТ 21.609-2014

Сведения о стандарте

1 *Разработан* Открытым акционерным обществом "Центр методологии нормирования и стандартизации в строительстве" (ОАО "ЦНС")

2 *Внесен* Техническим комитетом по стандартизации ТК 465

"Строительство"

					Общие сведения	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 *Принят* Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 46-2014 от 5 декабря 2014 г.)

За принятие проголосовали:

Таблица 2

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004-97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004-97	Сокращенное наименование органа государственного управления строительством
Айзербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Казахстан	KZ	Госстандарт республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 [Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. N 2030-ст](#) межгосударственный стандарт ГОСТ 21.609-2014 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 01 июля 2015 г.

Область применения

Настоящий стандарт устанавливает состав и правила выполнения рабочей документации внутренних систем газоснабжения зданий и сооружений различного назначения [4].

					Общие сведения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.4. Новая ветка газопровода «Бухарский газоносный район — Ташкент — Бишкек — Алматы»

Новая ветка газопровода «Ташкент – Бишкек – Алматы» обеспечит бесперебойную подачу газа всему северному Кыргызстану

По данным компании, в рамках инвестиционной программы ОсОО «Газпром Кыргызстан» провел полномасштабное строительство и реконструкцию магистрального газопровода «Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алматы» I и II очереди.



Рис. 1. Строительство магистрального газопровода на севере Кыргызстана .

Ключевой газопровод, который берет свое начало в Бухарской области Узбекистана и проходит через территорию Казахстана и Кыргызстана имеет ключевое значение для всего центрально-азиатского региона.



Рис. 2. Схема поставки газа по Северу Кыргызстана

«Новая ветка газопровода «Ташкент – Бишкек – Алматы» обеспечит бесперебойной подачей газа не только север Кыргызстана, но и Алматинскую и Талды-Курганскую области Казахстана. План строительства вступил в активную фазу реализации в августе 2016 года. Для осуществления этого социально-значимого проекта задействованы около 300 человек и 150 единиц специализированной техники – беспрецедентное для нынешних времен строительство». Строительство и ввод газопровода производительностью 1,7 млрд м³/год в эксплуатацию позволит почти в 2 раза повысить пропускную способность газотранспортной системы на севере Кыргызстана – до 3,7 млрд м³/год.

					Общие сведения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

«Это существенно улучшит надежность газоснабжения и создаст мощный импульс для успешного экономического развития территорий.

В рамках данного проекта произведено строительство газопровода-отвода на ГРС Сокулук диаметром 108 мм, протяженностью 508,52 км от точки врезки в существующий МГ «БГР-ТБА» II очереди DN700 мм в районе 1065 км до проектируемой ГРС Сокулук.

Объект рассчитан на бесперебойный транзит природного газа в объеме 450 тыс. м³/час при давлении 5,4 МПа.

Для экономики государства — это более чем знаменательное событие. Подобный масштабный проект в сфере газификации проводится впервые в истории республики [5].

1.4. Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года

Генеральная схема газоснабжения и газификация КР является научно-исследовательской работой, в которой основной аспект делается на определение возможных направлений развития республиканской системы газоснабжения и газораспределения для обеспечения существующих и перспективных потребителей газа.

При условии реализации положений Генеральной схемы в полном объеме планируется газификация около 400 населенных пунктов и более 845 тыс. квартир и домовладений, протяженность межпоселковых газопроводов может достигнуть почти 2 750 км, распределительных газопроводов в населенных пунктах более 4 400 км. При этом уровень газификации республики может достигнуть 60%. При этом указанные показатели могут быть скорректированы по результатам проектно-изыскательских и строительно-монтажных работ, а также при корректировке Генеральной схемы.

					Общие сведения	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с разработанной Генеральной схемой в Чуйской, Таласской, Джалал-Абадской, Ошской и Баткенской областях, а также в г.Бишкек и г.Ош предлагается вариант сетевой газификации, т.е. строительства и реконструкции магистральных газопроводов, газопроводов, отводов и ГРС к существующим и перспективным потребителям газа. В Иссык-Кульской, Нарынской и частично Баткенской областях предусмотрена автономная газификация.

В целом Генеральная схема предлагает реализацию следующих мероприятий:

- Реконструкция участков магистрального газопровода Бухарский газоносный район — Ташкент-Бишкек-Алма-Аты (МГ БГР-ТБА) и компрессорной станции Сокулук (КС Сокулук);
- Строительство МГ «Север-Юг» — основное направление обеспечения поставки газа на юг;
- Автономная газификация потребителей Иссык-Кульской и Нарынской областей с использованием СПГ;
- Производство СПГ на 4-х установках в гг. Таласс, Кара-Балта, Токмок и Ош;
- Поставка СПГ на 16 станций приема, хранения и регазификации (СПХР) в областях, где предусмотрена схема автономной газификации;
- Установка модульных блоков заправки на АЗС;
- Доставка СПГ до СПХР и АЗС — автомобильным транспортом;
- Реконструкция действующих ГРС в соответствии с результатами технического аудита, а также ожидаемого перспективного спроса на газ;
- Реконструкция объектов газораспределения по результатам аудита;
- Реконструкция 4 действующих автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

Важным этапом Генеральной схемы является оценка перспективного спроса на газ, которая учитывает фактические и перспективные балансы по теплу, электроэнергии, котельно-печному и моторному видам топлива, что

					Общие сведения	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивает определение рациональной доли газа в топливно-энергетическом балансе республики. Оценка выполнена на основе анализа цен на различные виды топлива и их прогноза с учетом межтопливной конкуренции. Потребности в природном газе на рассматриваемую перспективу определены в объеме 1,14 млрд.куб.м в год.

На следующих рисунках показан текущий уровень газификации по областям и городам Республики, так и перспективный, предусмотренный Генеральной схемой [6].

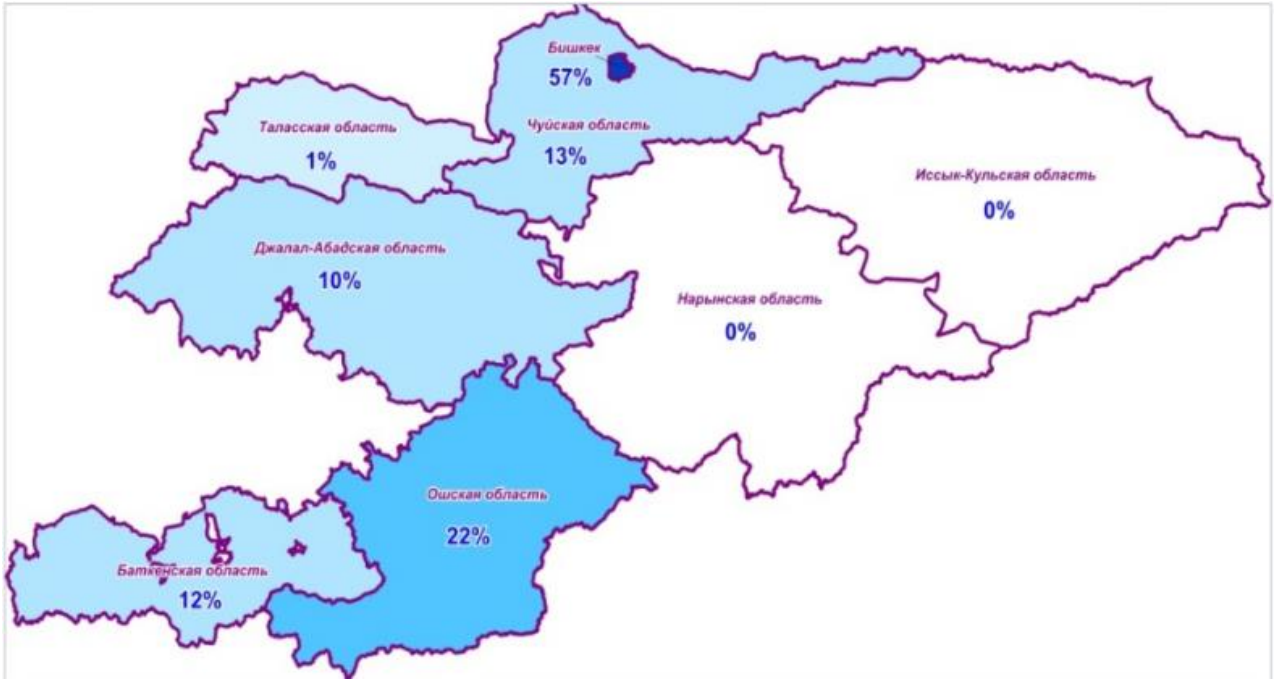


Рис. 3. Текущий уровень газификации Кыргызской Республики

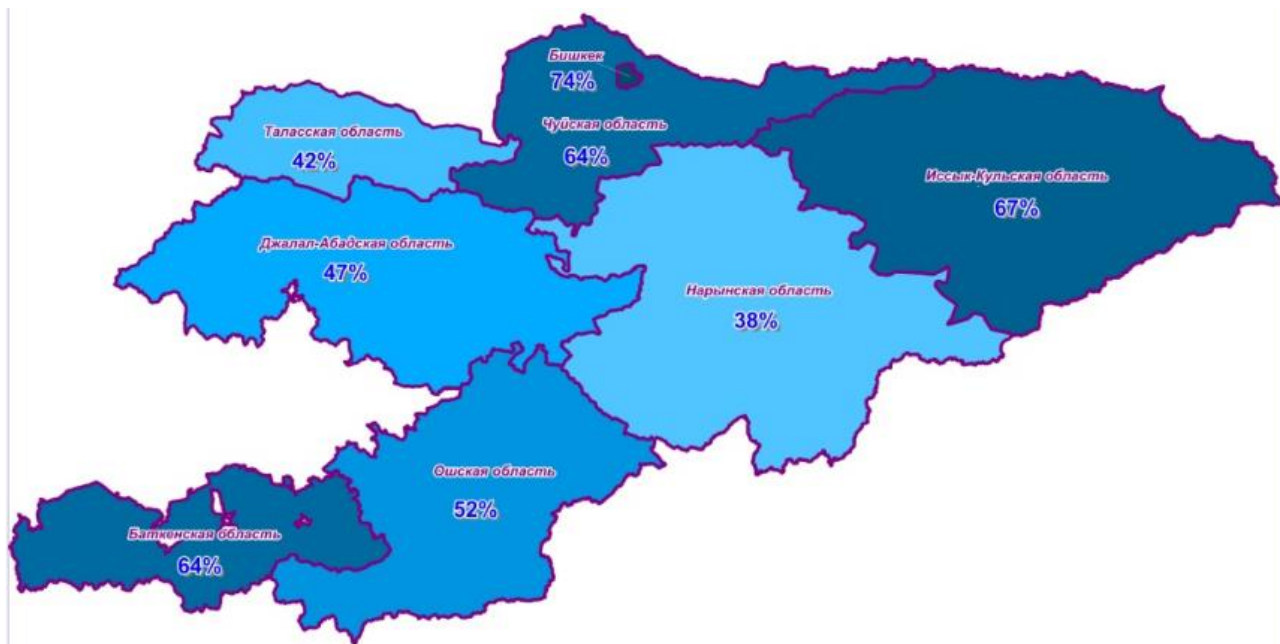


Рис. 4. Перспективный уровень газификации

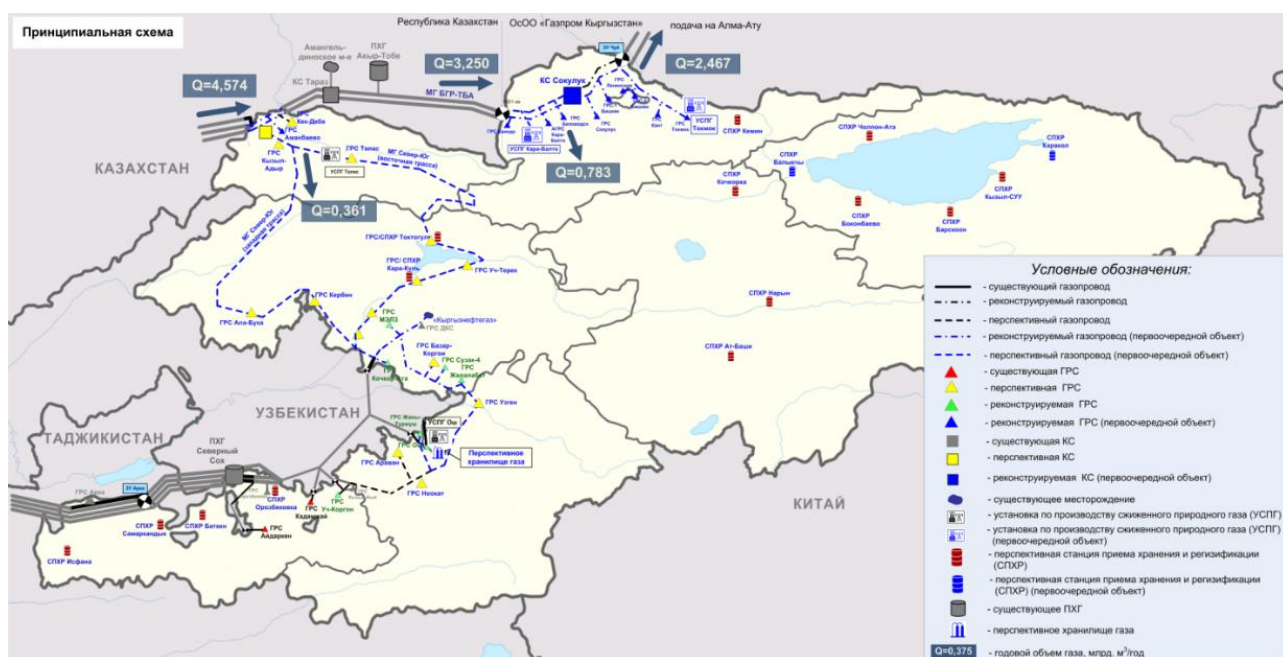


Рис. 5. Основные направления развития системы газоснабжения Кыргызской Республики [6]

2. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ И АРМАТУРА ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

2.1. Стальные трубы газопроводов

Газопроводы строят с целью транспортировки к потребителям природного газа. Проектируют их проектные организации, получившие лицензию на проведение подобных работ. Для монтажа газопроводов применяются трубы из различных марок стали различными способами (при различной температуре и давлении). По методу производства стальные трубы для газа можно разделить на бесшовные (горячедеформированные и холоднодеформированные) и сварные (с прямым и спиральным швом).

Сталь для производства изделий этого вида должна соответствовать ГОСТ-у 380 88. Технические характеристики регламентирует ГОСТ 1050 88. Толщину труб определяют при помощи расчетов, учитывая, что для подземного трубопровода она должна быть не менее 3-х мм, для наземных – не менее 2-х мм. Газовая труба обязательно должна иметь сертификат. В документах должен быть указан производитель, ГОСТ, марка стали, метод производства, сведения об испытаниях, номер партии, отметка ОТК о соответствии.

Сферы использования стальных труб для газопроводов:

- в системах газоснабжения с давлением до 1,6 МПа – водогазопроводные трубы (ГОСТ 3262—75) с условным проходом до 80 мм;
- в газопроводах с различным давлением – бесшовные стальные трубы (ГОСТ 8734—75 и ГОСТ 8732—78), выдерживающие давление до 10 МПа;
- в газопроводах с высоким давлением – сварные прямошовные трубы (ГОСТ 10704—76) с диаметром от 30 до 426 мм и толщиной стенки от 3-х

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Абдрасулов К.А.				Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Крец В.Г.						26	109	
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ71			
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.								

до 12-и мм.

Преимущества стальных труб для газа

Стальные трубы для газопроводов:

- прочные;
- устойчивые к внутреннему давлению;
- линейное расширение стальных труб в 20 раз меньше, чем у труб из полиэтилена;
- стопроцентная газовая герметичность, что исключает протечки газа.

Недостатки стальных труб для газа:

- склонность к коррозии, приводящая к уменьшению внутренней полости;
- сравнительно большой вес;
- трудоемкий и затратный во времени монтаж;
- высокая теплопроводность, приводящая к образованию конденсата на наружной поверхности, в следствии чего начинается процесс коррозии;
- сварное соединение – самое уязвимое для ржавчины;
- ограничения в длине поставляемых изделий;
- ограниченная гибкость.

Монтаж газопровода

Требования к газопроводу:

- положение должно полностью соответствовать проекту;
- на газопроводе должна быть полностью сохранена изоляция, которой оснащены стальные газовые трубы;
- все соединения должны быть стопроцентно герметичными, не допускающими утечку;
- трубы должны плотно прилегать к основанию;
- постель должна быть сохранена;
- обязательными элементами являются водоотводчики (для отвода конденсата с наружной поверхности) и компенсаторы (для нейтрализации линейного расширения трубы).

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изоляция наружной поверхности стальных труб

Если трубопровод уложен в землю, он подвергается воздействию коррозии и блуждающих токов, разрушающих его стенки. Чтобы продлить срок службы труб, они покрываются различными антикоррозийными изоляционными материалами еще на заводе. При транспортировке и монтаже следует обращаться с трубами осторожно, так как восстановить изоляцию в полевых условиях достаточно сложно.



Рис. 6. Стальные трубопроводы

Во время монтажа все же необходимы работы по изоляции швов, которые образуются после сварки отдельных элементов трубопровода. Для этой цели используются различные антикоррозийные покрытия, изготовленные на основе битума, и рулонные материалы (крафт – бумагу или полимер). В зависимости от свойств грунта, антикоррозийная изоляция может быть нормальной, усиленной или весьма усиленной.

Труба очищается до металлического блеска. Потом на нее наносится грунтовка. Битумную мастику готовят в битумоварочных котлах и наносят на грунтовку при помощи лейки, пока она горячая. Поверх мастики внахлест наматывается рулонный изоляционный материал [15].

Внутренняя изоляция стальных труб

Для внутренней изоляции стальных труб чаще всего используют эпоксидные материалы. Они предотвращают коррозию внутренней поверхности и возникновение других отложений, сохраняя пропускную способность неизменной.

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трубопровод для транспортировки газа состоит не только из стальных труб, но и из кранов, гидравлических затворов, компенсаторов и конденсатосборщиков. Краны производятся из чугуна, стали и бронзы с диаметром 15 – 700 мм. Затворы выполняют функции отключающих устройств – для отключения газа в трубопровод подается вода, которая заполняет нижнюю часть затвора, прерывая поступление газа. Чтобы снова подключить газ, вода удаляется при помощи продувки. Испытания на прочность затворы проходят на заводе.

Компенсаторы монтируются в колодцы и соединяются с газопроводом. При минусовых температурах их перед установкой растягивают, при плюсовой – сжимают. Конденсатосборщики собирают с газопровода конденсат, поэтому монтируются в нижних его точках. Периодически воду из этих устройств необходимо удалить [15].

2.1 Полиэтиленовые трубы газопроводов и их свойства

На сегодняшний день актуальной задачей является расширение области применения полимерных трубопроводов. Материалы пластмассовых труб довольно разнообразны, они разделяются на три основные группы: термопласты, включая армированные; волокнистые термореактопласты и их комбинации. Чтобы выбрать трубопровод, который был бы работоспособен в определенных климатических условиях, необходимо знать целую гамму эксплуатационных свойств. В дальнейшем все это должно стать ценной информацией для определения надежности этих материалов. Главным достоинство полимерных труб – это практически полное отсутствие коррозионного поражения и адгезионного зарастания внутренней поверхности [16].

К примеру, одним из важнейших свойств при внедрении полиэтиленовых труб в системах газоснабжения, является пропускная способность. Сравнение пропускной способности стальных и полиэтиленовых труб с близкими значениями внутренних диаметров показывает, что у

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

газопроводов из ПЭ труб она оказывается больше, чем у стальных, вследствие увеличения в процессе эксплуатации шероховатости стальной трубы.

Также преимуществом ПЭ труб является скорость монтажных работ. Для сварки труб не требуется тяжелой техники. Полиэтиленовые трубы может сваривать бригада из 1-2 человек. Кроме того, пластиковые трубы легче стальных в несколько раз, вследствие чего одно транспортное средство способно перевозить большее количество труб.

Свойства полиэтиленовых трубопроводов во многом зависят от температуры и времени эксплуатации. Здесь приведена таблица зависимости модуля упругости от температуры и продолжительности нагрузки (значения модуля упругости в МПа).

Таблица 5. - зависимости модуля упругости от температуры и продолжительности нагрузки [16].

Период воздействия, ч.	Труба ПЭ 100* по ГОСТ 18599 с изм.1									
	Температура, °C									
	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60
Краткосрочный	2095	1850	1576	1291	1032	801	727	653	430	345
10 ч	983	868	744	611	475	403	374	302	202	162
100 ч	876	773	663	544	422	358	333	269	180	144
1000 ч	747	660	566	465	361	306	285	230	154	123
8760 ч (1 год)	650	573	491	404	314	266	247	199	134	107
87600 ч (10 лет)	541	477	409	336	261	221	206	166	111	89
438000 ч (50 лет)	483	426	365	300	233	197	184	148	99	79

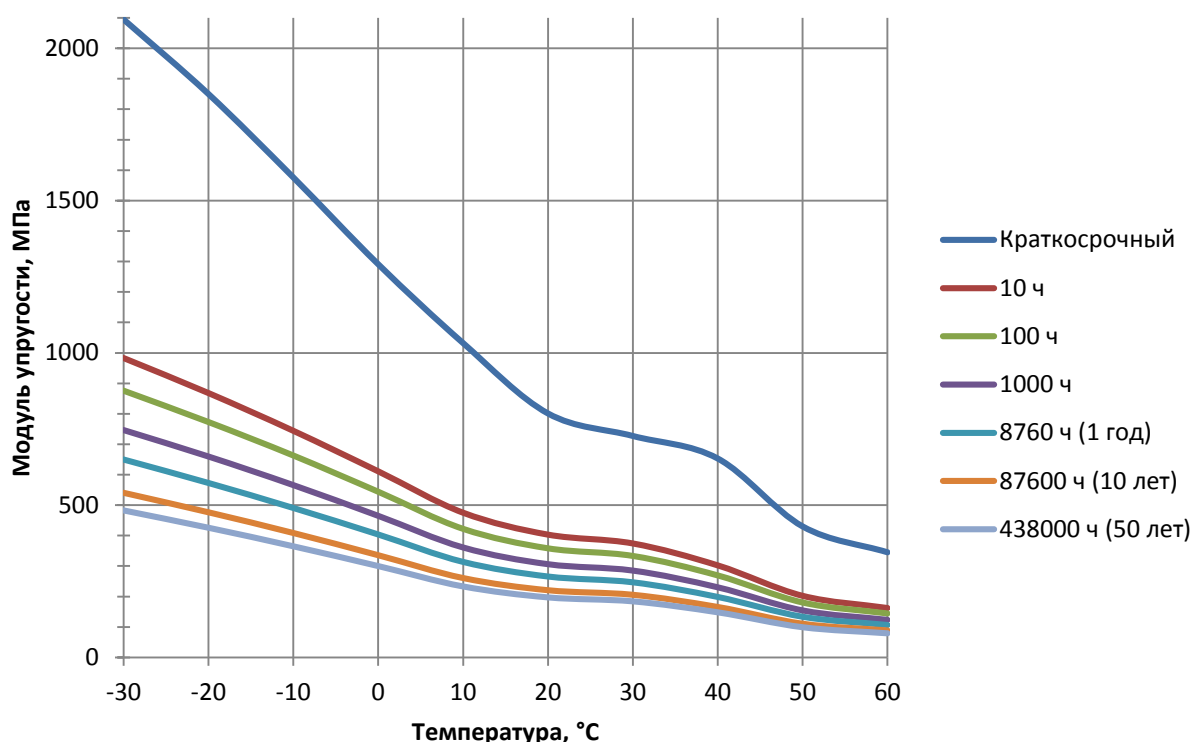


Рис. 7. Зависимость модуля упругости от температуры и продолжительности нагрузки

Из графика, очевидно, что температура оказывает существенное влияние на свойства полиэтиленовой трубы. Сам же коэффициент линейного температурного расширения в среднем остается одними тем же. Для расчета величины линейного расширения ΔL обычно используют формулу:

$$\Delta L = \alpha \cdot \Delta T \cdot L$$

где: α – коэффициент линейного термического расширения, $1/^\circ\text{C}$, L – линейный размер тела (в нашем случае – длина трубы), ΔT – изменение температуры.

При изменении температуры на зафиксированные концы трубы действует сила реакции опор N , которая препятствует ее удлинению. В стенке трубы возникают напряжения сжатия, величина которых определяется уравнением:

$$\sigma = -\alpha \cdot \Delta T \cdot E$$

где E – модуль упругости материала.

Другой особенностью полиэтилена является его склонность к релаксации: при фиксированной деформации внутренние напряжения в течение часа уменьшаются вдвое. Это явление принято называть «самокомпенсацией» [16].

2.2.1. Перспективы применения полиэтиленовых труб в сравнении с металлическими в системах газоснабжения

Газоснабжение представляет собой сложную инженерную систему, обеспечивающую безопасную подачу газа по трубам ко всем потребителям. Трубы для газоснабжения являются составной частью этой инженерной системы. В связи с этим выбор материала труб для газоснабжения имеет первоочередное и определяющее значение. Так как газ – это взрыво-, пожароопасное вещество, трубы для газоснабжения, наряду с остальными составляющими частями системы газоснабжения, должны отвечать определенным требованиям техники безопасности. В связи с этим очень важную роль в характеристике используемых для газоснабжения труб играет их прочность, стойкость к коррозии, долговечность и герметичность.

При строительстве подземных газопроводов широко используются полиэтиленовые трубы, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с трубами, изготовленными из стали [18].

Полиэтиленовые трубы (трубы ПНД) – это трубы, изготовленные из полиэтилена низкого давления и предназначенные для трубопроводов, транспортирующих различные жидкости – воду (в том числе для хозяйственного и питьевого водоснабжения), этиленгликолевые смеси и другие жидкие и газообразные вещества, к которым полиэтилен химически стоек. Напорные полиэтиленовые трубы для газоснабжения производятся по ГОСТ 50838-2001. Поставляются трубы ПНД в бухтах или намотанными на барабаны (см. рис. 8.1, рис. 8.2).

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис. 8.1. Полиэтиленовые трубы в бухтах



Рис. 8.2. Трубы ПНД, намотанные на барабан

При строительстве подземного газопровода полиэтиленовые трубы укладывают прямо в грунт без специальной защиты и изоляции, в которых нуждаются стальные трубы. Высокая пластичность и прочность на разрыв позволяют прокладывать их в пучинистых грунтах и в регионах с повышенной сейсмической активностью [18].

Особенным преимуществом является полное отсутствие коррозии при контакте с водой у полиэтиленовых труб. В отличие от стали, физические и химические свойства полиэтилена гарантируют герметичность и устойчивость, деструкции и потери массы под воздействием агрессивных веществ (кислоты, щелочи и др.), находящихся в почве и в транспортируемой среде, в течение всего срока эксплуатации. Трубы ПНД отличаются от стальных высокими показателями пластичности, радиус изгиба труб – не менее 10 наружных диаметров. Вследствие этого при монтаже трубопровода

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

требуется меньше соединительных деталей, упрощается проектирование и строительство трубопровода. Полиэтиленовые трубы весят в 7 раз меньше стальных аналогичного диаметра. Для сварки полиэтиленовых труб не требуется тяжелая техника, ниже потребление энергии, по сравнению со сваркой стальных труб. К тому же возможность применения длинномерных труб в бухтах снижает количество сварных соединений в 15-20 раз. Все вышеперечисленное позволяет значительно снизить сроки строительства газопроводов и уменьшить капитальные затраты [19].

Полиэтиленовые трубы имеют пропускную способность на 25-30% выше, чем у стальных за счет более гладкой внутренней поверхности и отсутствия внутренних отложений. Эквивалентная шероховатость полиэтиленовых труб по различным оценкам составляет от 0,0015 мм до 0,05 мм, для стальных труб этот показатель находится в диапазоне 0,1-1,0 мм. В табл. 3.1 приведены значения потери напора в стальных и полиэтиленовых трубах различного диаметра. Внутренний диаметр стальных труб со временем уменьшается вследствие коррозионного зарастания. Диаметр же полиэтиленовых труб увеличивается в процессе эксплуатации без потери работоспособности за счет характерного для полиэтилена явления ползучести. Это увеличение составляет около 1,5% за первые 10 лет и около 3% за весь срок службы трубопровода. Вследствие этого внутренняя поверхность полиэтиленовых труб со временем становится более мягкой и гладкой, что улучшает условия обтекания стенки полиэтиленовой трубы и снижает гидравлическое сопротивление [19].

Таблица 6 - Скорость и потери напора в металлических и полиэтиленовых трубах

Труба	Расход, м ³ /час	Скорость, м/с	Потери напоров, м/100м
Сталь новая 133х5	60	1,4	3,6
Сталь старая 133х5	60	1,4	6,84

Продолжения таблицы 6

ПЭ 100 100х6,6 (SDR 17)	60	2,26	4,1
ПЭ 80 110х8,1 (SDR 13,6)	60	2,41	4,8
Сталь новая 245х6	400	2,6	4,3
Сталь старая 245х6	400	2,6	7,0
ПЭ 100 225х13,4 (SDR 17)	400	3,6	4,0
ПЭ 80 225х16,6 (SDR 13,6)	400	3,85	4,8
Сталь новая 630х10	3000	2,85	1,33
Сталь старая 630х10	3000	2,85	1,98
ПЭ 100 560х33,2 (SDR 17)	3000	4,35	1,96
ПЭ 80 560х41,2 (SDR 13,6)	3000	4,65	2,3
Сталь новая 820х12	4000	2,23	0,6
Сталь старая 820х12	4000	2,23	0,87
ПЭ 100 800х47,4 (SDR 17)	4000	2,85	0,59
ПЭ 80 800х58,8 (SDR 13,6)	4000	3,0	0,69

К достоинствам полиэтиленовых труб также относятся надежность, долговечность, низкие эксплуатационные расходы. Срок службы стальных подземных трубопроводов составляет не более 25 лет, тогда как срок эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов – не менее 50 лет. Полиэтиленовые трубы не подвержены электрохимическим реакциям, т.е. не требуют применения активных методов защиты газопроводов от блуждающих токов, что создает дополнительную значительную экономию средств при строительстве и эксплуатации трубопровода.

К недостаткам труб ПНД относят невозможность их использования при очень низких температурах. Однако стремительное развитие технологий производства полимеров на современном этапе позволяет гарантировать надёжность эксплуатации полиэтиленовых труб при температурах от -50°C до + 60°C. Тем не менее, свои минусы у труб ПНД, конечно есть. В первую очередь это чувствительность их к резким перепадам температур. Показатели предельного рабочего давления в трубах уменьшаются с повышением температуры, а при температуре +100°C полиэтиленовые трубы просто

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

плавятся. Кроме того, полиэтиленовые трубы чувствительны к ультрафиолетовому излучению. В связи с этим, полиэтиленовые трубы пока не используют при строительстве наружных и магистральных газопроводов, хотя технологии изготовления постоянно совершенствуются, что дает реальную перспективу использования полиэтиленовых труб в газоснабжении более широко [19].

2.4. Запорная арматура газопроводов

Эксплуатационные характеристики и надежность трубопроводной запорной арматуры, в том числе шаровых кранов, имеющих трибосопряжение «шар-седло», оказывают значительное влияние на эффективность технологических процессов в различных производствах. Например, в горной металлургии в технологических линиях при переработке руды и транспортировке абразивосодержащей пульпы затворы подвергаются интенсивному износу и быстро теряют работоспособность. В нефтехимпереработке при каталитическом крекинге углеводородного сырья запорная арматура эксплуатируется в еще более жестких условиях, связанных с дополнительным воздействием высоких (до 700°C) температур и вибронагрузок из-за больших скоростей жидких и газовых потоков, содержащих алюмосиликатные абразивные частицы, что предопределяет их низкий ресурс [15].

Важным звеном нефтегазового комплекса является трубопроводный транспорт, который с каждым годом увеличивает свою протяженность и требует большого внимания к разработке и изготовлению устройств, называемых трубопроводная арматура, для управления потоками транспортируемых рабочих сред.

Из общего объема продуктов, теряемого при авариях нефте - и газопроводов, от 17 до 20% непосредственно связаны с недостаточной надежностью запорной арматуры. Запорная арматура нефтегазопроводов

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист 36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

относится, как правило, к первому и второму классам герметичности. При этом считается, что отказ арматуры (потеря герметичности за пределы устанавливаемых норм) не должен происходить за весь срок службы трубопровода. Однако фактически сроки трубопровода и арматуры не являются когерентными, что значительно повышает эксплуатационный риск возможного неоправданного эколого-экономического ущерба. Нормативный срок службы запорной арматуры в среднем в 2-2,5 раза меньше, чем у трубопровода (при прочих равных условиях), а фактически может быть даже еще ниже.

Одним из перспективных материалов для работы в указанных условиях, является керамико-металлический композиционный материал (кермет) с жаропрочной металлической связкой, в котором достигается уникальный комплекс служебных характеристик за счет твердости и износостойкости тугоплавкого и пластичности металлического компонентов [16].

Керамика сопровождает человечество на протяжении вот уже нескольких тысяч лет. Ряд ее свойств хорошо известен: - тонкий и ультратонкий размер зерна, гарантирующий отменную полировку поверхности; - высочайшая твердость; - минимальная пористость; - повышенная износостойкость и стойкость к истиранию; - термостойкость; - химическая инертность. Свойства эти означают следующее: использование керамических запорных элементов в трубопроводной арматуре демонстрирует меньший коэффициент трения, повышенную коррозионную стойкость, долговечность. Кроме того, применение оксидной керамики устраняет явление «схватывания» запорных элементов, снижает усилие открывания–закрывания, повышает надежность арматуры в разы [17].

В настоящий момент недостатка в производителях керамических изделий нет — и одной из причин является присутствие на российском рынке крупных зарубежных компаний. Да, Rauschert и MorganMatros гарантируют качество, но по установившимся на мировом рынке ценам, недоступным

					Линейная часть и арматура газопроводов низкого давления	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

многим российским покупателям комплектующих. Кроме того, что весьма значительная доля продукции, импортируемой в Россию под известными торговыми марками западных производителей, изготавливается в Китае, Малайзии, Сингапуре. Культура производства в этих странах сопоставима с российской [18].

Шаровые краны с узлом затвора из технической керамики, встроенным в металлический корпус, имеют ряд преимуществ по отношению к стальным шаровым кранам, задвижкам, клапанам и заслонкам:

Таблица 7. - Сравнительные характеристики стальной запорной арматуры и запорной арматуры с керамическим узлом затвора (по данным Компании «НЭВЗ-КЕРАМИКС») [20]

Показатель	Характеристики	
	Стальная арматура	Керамическим узлом затвора
-нефтяной трубопроводный транспорт;	Давление в трубопроводе до 16 МПа	Давление в трубопроводе до 40 МПа
- элементы нефтегазового оборудования;	Наработка на отказ - 350 циклов	Наработка на отказ - 2000 циклов
- химическое производство;	Рабочая температура - 40 до + 200 °С.	Рабочая температура от -200 до + 810 °С.
- целлюлозно -бумажное производство	Износостойкостью (до 2000 циклов "открыто-закрыто")	Износостойкость (до 50000 циклов "открыто-закрыто")

Таблица 8. - Сравнение керамических и стальных кранов из нержавеющей стали через один производственный год (по данным компании FujikinValves, Япония)

Материал узла затвора крана	Цена за одну единицу (евро)	Кол-во замен	Общее время простоя	Общие затраты (евро)
Сталь	700	4	36 часов	12000
Техническая керамика	2100	0	нет	2100

Технологическая линия должна быть остановлена на 2-3 часа, на стадии замены клапана из нержавеющей стали. В результате, общее время простоя составит 8-9 часов [20].

Меньшее количество замен приводит к сокращению времени простоя, что приводит к значительной экономии. В России керамика в трубопроводной арматуре пока еще не имеет широкого применения, этот материал достоин внимания производителей и потребителей трубопроводной арматуры.

Экономическая эффективность применения шарового крана из кермета

Экономия от использования нового шарового крана взамен задвижек								
<i>Расчетный период, лет</i>							<i>15</i>	
Тип арматуры	Цена с НДС, тыс. руб	Ресурс, лет	Межремонтный цикл, лет	Затраты на ремонт, тыс.руб	Кол-во потребной арматуры, шт.	Кол-во потребных ремонтов	Всего затрат на ремонт, тыс.руб	Общие затраты за 15 лет, тыс.руб
Задвижка ЗКЛ2 50-63 (БАЗ, РФ) DN50 мм	40	3	1	30	5	10	300	500
Новый шаровой кран "МАРОМА", DN50мм	175	15	5	30	1	2	60	235
Экономия от использования одного нового шарового крана взамен задвижек за 15 лет							тыс. руб	265
Степень снижения затрат, от использования одного нового шарового крана взамен задвижек за 15 лет							%	213%

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Выполнение проектной документации

Для того, чтобы выполнить проектную документацию домовладельцу, как заявителю необходимо получить технические условия, подтверждающие техническую возможность газификации домовладения.

Заявитель - юридическое или физическое лицо, являющееся правообладателем земельного участка, намеренное осуществить или осуществляющее на нем строительство (реконструкцию) объекта капитального строительства с последующим его подключением (технологическим присоединением) к сети газораспределения [27].

Исполнитель - газораспределительная организация, владеющая на праве собственности или на ином законном основании сетью газораспределения, к которой планируется подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства [27].

Заявитель в целях определения технической возможности подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства к сети газораспределения направляет исполнителю запрос о предоставлении технических условий. Указанный запрос может быть направлен в электронной форме.

Заявитель, не располагающий сведениями об организации, выдающей технические условия, обращается в орган местного самоуправления с запросом об организации, выдающей технические условия. Орган местного самоуправления в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса об организации, выдающей технические условия, обязан предоставить сведения о соответствующей организации с указанием ее наименования и

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Абдрасулов К.А.								40	109	
Руковод.		Крец В.Г.						НИ ТПУ зр. 2БМ71				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Шадрина А.В										

местонахождения, определяемых на основании схем газоснабжения и газификации субъекта Кыргызской Республики.

Запрос о предоставлении технических условий должен содержать:

а) полное и сокращенное (при наличии) наименования заявителя, его организационно-правовую форму, местонахождение и почтовый адрес (для юридического лица) либо фамилию, имя, отчество, местожительство и почтовый адрес (для физического лица (индивидуального предпринимателя);

б) планируемый срок ввода в эксплуатацию объекта капитального строительства (при наличии соответствующей информации);

в) планируемую величину максимального часового расхода газа (мощности) отдельно по различным точкам подключения (если их несколько) с обоснованием необходимости подключения нескольких точек.

К запросу о предоставлении технических условий прилагаются следующие документы:

а) копии правоустанавливающих документов на земельный участок, на котором располагается (будет располагаться) принадлежащий заявителю объект капитального строительства (далее - земельный участок);

б) ситуационный план расположения земельного участка с привязкой к территории населенного пункта;

в) расчет планируемого максимального часового расхода газа (не требуется в случае планируемого максимального часового расхода газа не более 5 куб. метров);

г) доверенность или иные документы, подтверждающие полномочия представителя заявителя (в случае если запрос о предоставлении технических условий подается представителем заявителя) [28].

В случае если заявитель не обладает информацией о планируемой величине максимального часового расхода газа, указанная информация уточняется с участием сотрудников исполнителя при подаче запроса о предоставлении технических условий, либо при его формировании без

					Технологическая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

взимания платы при максимальном часовом расходе газа не более 5 куб. метров.

Запрос о расчете планируемого максимального часового расхода газа может быть направлен исполнителю в электронном виде. В этом случае исполнитель в течение 7 рабочих дней со дня получения указанного запроса направляет заявителю расчет планируемого максимального часового расхода газа [27].

При представлении заявителем сведений и документов, в полном объеме исполнитель в течение 14 дней со дня получения запроса о предоставлении технических условий обязан определить и предоставить заявителю технические условия либо мотивированный отказ в выдаче технических условий.

Основанием для отказа в выдаче технических условий является отсутствие технической возможности подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства к сети газораспределения исполнителя.

В случае предоставления мотивированного отказа в выдаче технических условий исполнитель также предоставляет имеющуюся в его распоряжении информацию о примерных сроках появления технической возможности подключения объекта капитального строительства к сети газораспределения исполнителя в результате реализации собственных, а также финансируемых за счет сторонних источников, включая бюджетные, мероприятий либо сообщает об отсутствии такой информации.

Техническая возможность подключения существует, если при подключении объекта капитального строительства заявителя сохранятся условия газоснабжения для потребителей газа, объекты капитального строительства которых на момент подачи запроса о предоставлении технических условий подключены к сети газораспределения исполнителя, а также для заявителей, которым ранее были выданы и на указанный момент не утратили силу технические условия на подключение к сети газораспределения

					Технологическая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

исполнителя и которые на момент рассмотрения запроса о предоставлении технических условий не завершили подключение.

В целях проверки обоснованности отказа в выдаче технических условий, включая случаи с уступкой права на использование мощности, заявитель вправе обратиться в Федеральную антимонопольную службу.

Технические условия должны содержать следующие данные:

- а) максимальная нагрузка (часовой расход газа);
- б) сроки подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к газораспределительным сетям;
- в) срок действия технических условий [27].

Срок действия технических условий составляет не менее 2 лет со дня их выдачи - для заявителей в случае подключения (технологического присоединения) к сетям газораспределения газоиспользующего оборудования с максимальным часовым расходом газа не более 15 куб. метров, с проектным рабочим давлением не более 0,3 МПа, и мероприятия предполагают строительство только газопровода-отвода [27].

После получения технических условий домовладелец направляет их в проектную организацию вместе с техническим заданием.

Техническое задание содержит в себе следующие разделы: основания для проектирования, адрес и вид строительства, источник финансирования, исходные данные, и т.д. Между домовладельцем и проектной организацией заключается договор на выполнение проектных работ по газификации данного домовладения. После выполнения подписывается акт выполненных работ.

Если у домовладельца отсутствуют данные об изысканиях, то в договоре на проектные работы оговаривается задание на выполнение инженерно-геологических изысканий.

Состав и требования к содержанию разделов проектной документации применительно к различным видам объектов капитального строительства, в том числе к линейным объектам.

					Технологическая часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Содержание проектной документации установлено действующими строительными нормами и правилами.

В состав рабочей документации на строительство в общем случае включают:

- а) рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ;
- б) рабочая документация на строительные изделия по ГОСТ 21.501;
- в) эскизные чертежи общих видов нетиповых изделий по ГОСТ 21.114 (при необходимости);
- г) спецификации оборудования, изделий и материалов по ГОСТ 21.110;
- д) другую прилагаемую документацию, предусмотренную соответствующими стандартами;
- е) сметную документацию по установленным формам (по требованию заказчика) [0].

Проведение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на сеть газопотребления и на изыскания, в соответствии с ПБ 12-529-03, не требуется [30].

3.2 Земляные работы

До начала земляных работ необходимо оформить акт выбора земельного участка для строительства (так называемый акт выбора трассы), в котором отражены согласования со всеми заинтересованными организациями, чьи коммуникации пересекает газопровод или будет находиться в охранной зоне. Акт выбора земельного участка и проектная документация регистрируются в отделе архитектуры муниципального образования, а затем выдается разрешение на земляные работы.

Согласование и представление (отвод, передача в аренду) земельных участков для строительства газопроводов производятся органами местного самоуправления в пределах своих полномочий, руководствуясь при этом

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

основными положениями Земельного кодекса Кыргызстана, земельного законодательства субъектов Кыргызской республики, законами об основах градостроительства, охраны окружающей среды, а также нормативно-правовыми актами, регуливающими земле природопользование, проектирование и строительство [30].

Разработка траншеи ведется экскаватором ЭО-2621 «Беларусь» (рисунок №9).



Рис. 9. Экскаватор ЭО-2621 «Беларусь»

Характеристика выбранного экскаватора приведена в таблице №9.

Таблица 9 - Характеристика экскаватора ЭО-2621 «Беларусь»

Параметры	Количество
Объем ковша	0,25 м ³
Ширина ковша	0,4 м
Глубина копания	2,95 м
Наибольшая высота выгрузки	3,2 м
Масса	6100 кг
Габариты	7800x2500x3900 мм
Ширина отвала	2,3 м
Скорость транспортировки	20 км/ч

Грунт, вынутый из траншеи и котлована, следует укладывать в отвал с одной стороны на расстоянии от бровки не ближе 0,5 м, оставляя другую

сторону свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ (рабочая полоса).

К моменту укладки газопровода дно траншеи должно быть очищено от веток, корней деревьев, камней, строительного мусора и выровнено в соответствии с проектом.

Земляные работы при сооружении газопроводов должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.3.048 и раздела 10 СП 42-101-2003

Размеры и профиль траншеи при строительстве газопровода устанавливаются следующие (рисунок 9):

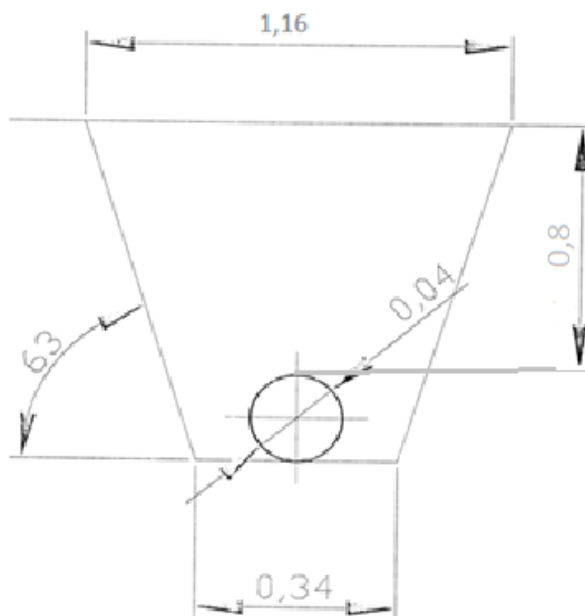


Рис. 10. Профиль траншеи

Ширина траншеи по дну:

$$\ell = 0,3 + d_{\text{тр}}$$

где $d_{\text{тр}}$ диаметр газопровода, $d_{\text{тр}} = 0,04\text{м}$

$$\ell = 0,3 + 0,04 = 0,34\text{м}$$

При откосе траншей 1:0,5 минимальную ширину траншеи можно принимать для газопроводов диаметром до 0,7 м – 0,4 м.

Ширина верхней образующей траншеи:

$$a = \ell + 2h_{\text{тр}} * \text{ctg}\beta$$

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		46

где $h_{тр}$ глубина траншеи, $h_{тр} = 0,8$ м

β угол откоса, $\beta = 63^\circ$

$$a = 0,34 + 2 \cdot 0,8 \cdot \operatorname{ctg} 63^\circ = 1,16 \text{ м}$$

Засыпку газопровода рекомендуется производить при температурах окружающего воздуха, близких к температуре его эксплуатации.

При засыпке газопровода необходимо обеспечить:

- сохранность труб и изоляции;
- плотное прилегание газопровода к дну траншеи;
- проектное положение газопровода.

При засыпке газопровода необходимо исключить подвижки.

Засыпку траншей в грунтах II категории следует производить в три стадии:

- засыпка пазух немерзлым грунтом;
- присыпка на высоту 0,2 м над верхом трубы тем же грунтом с подбивкой пазух;
- окончательная засыпка после предварительного испытания с равномерным послойным уплотнением до проектной плотности с обеих сторон трубы.

Обратную засыпку траншей, на которые не передаются дополнительные нагрузки (кроме собственного веса грунта), можно выполнять без уплотнения грунта, но, где это возможно, с отсыпкой по трассе траншеи валика, размеры которого следует определять с учетом последующей естественной осадки грунта. Наличие валика не должно препятствовать использованию территории в соответствии с ее назначением.

Рекультивацию строительной полосы газопроводов осуществляют в соответствии с проектами на рекультивацию в процессе строительства газопроводов [35].

В проекте рекультивации земель должны быть определены:

- площади (по трассе газопровода - ширина полосы), на которых необходимо проведение технической и биологической рекультивации;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

- глубина снимаемого плодородного слоя почвы;
- место расположения отвала для временного хранения плодородного слоя почвы.

Плодородный слой почвы должен быть, как правило, снят и перемещен в отвал хранения на одну сторону от оси газопровода на расстояние, обеспечивающее раздельное размещение отвала минерального грунта, не допуская перемешивания его с плодородным слоем почвы.

Работы по снятию плодородного слоя почвы могут выполняться в любое время года, а работы по его возвращению - только в теплое время года [35].

3.3. Строительно-монтажные работы

Строительно-монтажные работы может выполнять организация имеющая свидетельство СРО. Соединения полиэтиленовых труб между собой и с полиэтиленовыми соединительными деталями выполняются двумя методами сварки: сваркой встык нагретым инструментом и сваркой при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями (ЗН). Соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами выполняются неразъемными, допускается применение соединений "полиэтилен-сталь" с резьбовым металлическим концом для труб малых диаметров (до 50 мм).

Сварочные работы производятся при температуре окружающего воздуха от минус 15°C до плюс 45°C. При выполнении сварочных работ при других температурах в технических условиях, стандартах или сертификатах на материалы определяется особый технологический режим сварки, который должен быть аттестован в соответствии с РД 03-615. Если особый режим сварки не установлен в этих документах, то при более широком интервале температур сварочные работы рекомендуется выполнять в помещениях (укрытиях), обеспечивающих соблюдение заданного температурного интервала [33].

					Технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Место сварки защищают от атмосферных осадков, ветра, пыли и песка, а в летнее время и от интенсивного солнечного излучения. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб.

Сварочное оборудование должно проходить систематическое ежегодное сервисное обслуживание предприятием фирмы-производителя этого оборудования либо представителем фирмы, имеющим допуск к сервисному обслуживанию этого оборудования. Дата последующего сервисного обслуживания вводится в протоколы сварки при проведении монтажных работ.

Аттестацию сварного оборудования производят в соответствии с РД 03-614.

Для сварки труб соединительными деталями с закладными нагревателями применяют сварочные аппараты, работающие от сети переменного тока. Внешний вид показан на рисунке [33].



Рис. 11. Сварочный аппарат «Барбара-USB-Компакт (16-1200мм) с протоколом

Характеристика сварочного аппарата приведена в таблице 10.

Таблица 10 - Характеристика сварочного аппарата «Барбара-USB-Компакт (16-1200мм) с протоколом

Характеристика	Параметры
Диаметры свариваемых труб	16-1200мм
Входное напряжение	230В
Частота	45...65 Гц
Потребляемый ток	20 А макс
Мощность	4,5 кВт
Выходное напряжение	8 – 48 В
Сила тока	97 А макс
Диапазон рабочих температур	-20...+50°C
Корпус, степень защиты	IP54
Ввод данных фитинга и оператора со штрих-кода при помощи считывающего карандаша	да
Ручной ввод данных	да
Контроль процесса сварки	да
Протоколирование	да
Встроенная память	970 протоколов
USB-интерфейс	да
Последовательный порт	да
Параллельный порт	да
Наконечники сварочных проводов 4.0 и 4.7 мм	да
Два больших кармана для принадлежностей	да
Вес	19 кг
Габариты (без чехла)	184x285x282 мм

Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями включает:

- подготовку концов труб (очистка от загрязнений, циклевка свариваемых поверхностей, разметка и обезжиривание);

- сборку стыка (установка и закрепление концов свариваемых труб в зажимах позиционера (центрирующего приспособления) с одновременной посадкой детали с ЗН, подключение детали с ЗН к сварочному аппарату);

- сварку (задание программы процесса сварки, пуск процесса сварки, нагрев, охлаждение соединения).

Очистку концов труб от загрязнений производят так же, как при выполнении сварки встык. Концы труб, защищенных полипропиленовой оболочкой, освобождаются от нее с помощью специального ножа. Длина очищаемых концов труб должна быть, как правило, не менее 1,5 длины раструбной части применяемых для сварки деталей.

Механическую обработку поверхности концов свариваемых труб производят на длину, равную не менее 0,5 длины используемой детали. Она заключается в снятии слоя толщиной 0,1-0,2 мм с поверхности размеченного конца трубы. Для труб диаметром до 75 мм, а также для удаления заусенцев с торца трубы, как правило, применяется ручной скребок (цикля). Для труб изготовленных из ПЭ 100 независимо от диаметра, рекомендуется использовать механический инструмент (торцовочную оправку), которая обеспечивает быстрое и равномерное снятие оксидного слоя с поверхности труб. Кольцевой зазор между трубой и соединительной деталью не должен, как правило, превышать 0,3 мм и после сборки на трубе должны быть видны следы механической обработки поверхности [35].

Для правильной центровки соединения после механической обработки на концы свариваемых труб наносят метки глубины посадки муфты (соединительной детали), равные половине ее длины.

Свариваемые поверхности труб после циклевки и муфты обезжиривают путем протирки салфеткой из хлопчатобумажной ткани, смоченной в спирте или других специальных обезжиривающих составах, которые полностью испаряются с поверхности.

					Технологическая часть	Лис
						51
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Детали с закладными нагревателями, поставляемые изготовителем в индивидуальной герметичной упаковке, вскрываемой непосредственно перед сборкой, обезжириванию допускается не подвергать.

Механическую обработку и протирку труб и деталей производят непосредственно перед сборкой и сваркой. Детали с закладными нагревателями механической обработке не подвергаются.

Сборка стыка заключается в посадке муфты на концы свариваемых труб с установкой по ранее нанесенным меткам, по ограничителю или по упору в позиционере. Рекомендуется для сборки стыков труб, поставляемых в отрезках, использовать центрирующие хомуты и позиционеры, а для сборки стыков труб, проставляемых в бухтах или на катушках, использовать выпрямляющие позиционеры.

Процесс сборки включает:

- надевание муфты на конец первой трубы до совмещения торцов муфты и трубы, закрепление конца трубы в зажиме позиционера;
- установку в упор в торец первой трубы и закрепление конца второй трубы в зажиме позиционера;
- продвижение муфты на конец второй трубы на 0,5 длины муфты до упора в зажим позиционера или до метки, нанесенной на трубу;
- подключение к клеммам муфты токоподводящих кабелей от сварочного аппарата (рис.12)

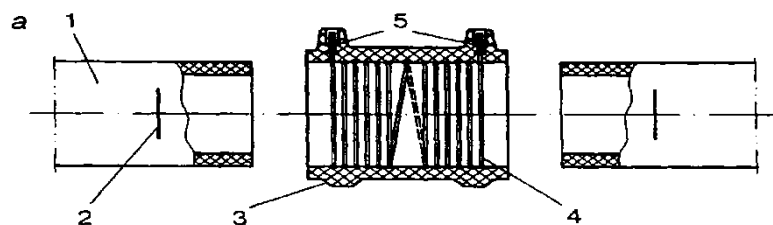
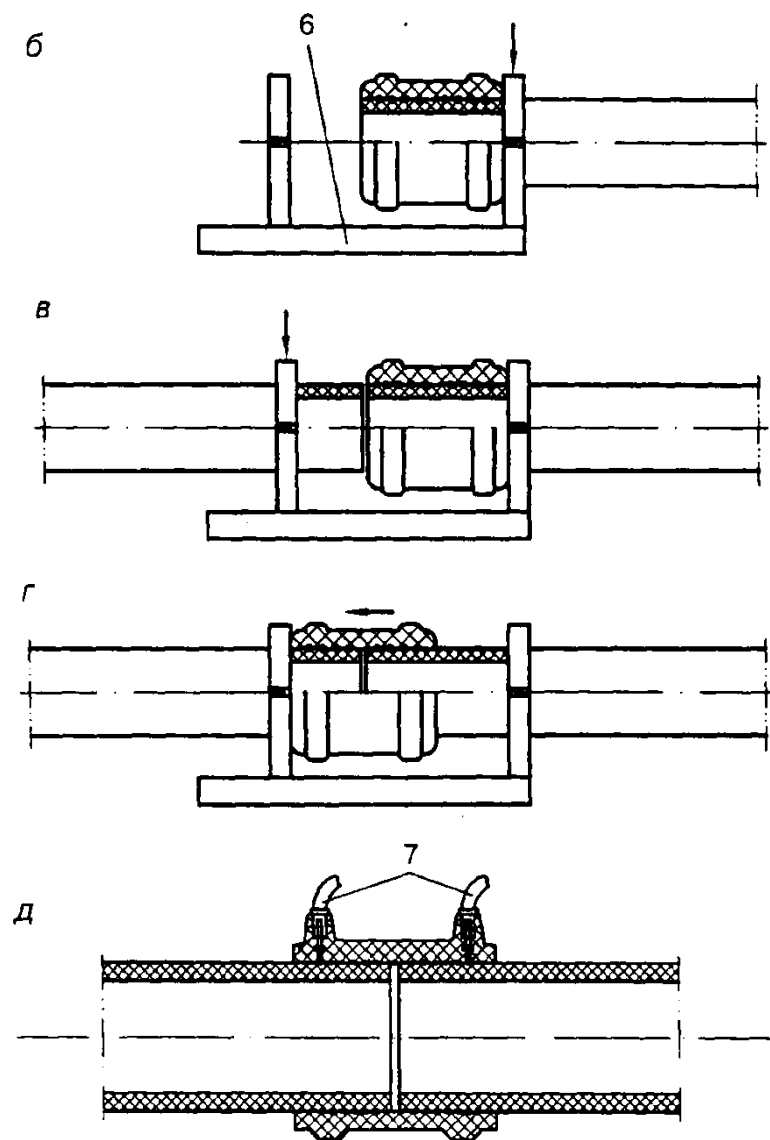


Рис.12. Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями



а — подготовка соединяемых элементов; б, в, г — этапы сборки стыка; д — собранный под сварку стык;
 1 — труба; 2 — метка посадки муфты и механической обработки поверхности трубы; 3 — муфта; 4 — закладной нагреватель; 5 — клеммы токопровода; 6 — позиционер; 7 — токоподводящие кабели сварочного аппарата

Продолжение Рис.12.

В случае если муфты имеют внутренний ограничитель (кольцевой уступ), то сборка труб производится до упора торцов труб в кольцевой уступ и собранное соединение закрепляется в позиционере.

Во избежание повреждения закладных нагревателей (проволочных электроспиралей) надевание детали с ЗН на конец трубы или введение конца трубы в муфту производят без перекосов. Концы труб, входящие в

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

соединительные детали, не должны находиться под действием изгибающих напряжений и под действием усилий от собственного веса. Муфты после монтажа должны свободно вращаться на концах труб от нормального усилия руки.

Параметры режимов сварки устанавливают в зависимости от вида и сортамента используемых соединительных деталей с ЗН и (или) сварочных аппаратов в соответствии с указаниями заводов-изготовителей в паспортах изделий. При включении аппарата процесс сварки происходит в автоматическом режиме.

В паспорте детали с ЗН или на штрих-коде указываются время охлаждения сварного соединения до той температуры, при которой это соединение можно перемещать, и время охлаждения до той температуры, при которой возможно нагружение газопровода опрессовочным или рабочим давлением.

При сварке неразъемных соединений "полиэтилен-сталь" в трубопровод вначале производят сборку и сварку труб из полиэтилена, затем осуществляют сборку и сварку стыка стальных труб [36].

При электродуговой сварке стыка зона раструбного перехода "полиэтилен-сталь" не должна нагреваться более 50°C.

Для соединения труб применяют ручную дуговую сварку.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037.

Технология сварки газопроводов включает: подготовку труб к сварке, сборку стыков и сварку.

Перед сборкой труб необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб от загрязнений;
- очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним поверхности труб, на ширину не менее 10 мм;
- проверить геометрические размеры кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы [36].

					Технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Концы труб, имеющие трещины, надрывы, забоины, задиры фасок глубиной более 5 мм, обрезают.

При температуре воздуха ниже минус 5°C правка концов труб без их подогрева не рекомендуется.

Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с можно выполнять при условии обеспечения защиты места сварки от влаги и ветра.

Необходимости предварительного подогрева стыков нет, так как сталь свариваемых труб относится к I группе (Ст3 сп по ГОСТ 10704) с толщиной стенки до 5мм.

Сварочные работы выполняют аппаратом для ручной дуговой сварки (рисунок 13) [36].



Рис. 13. Сварочный аппарат «Ресанта САИ160»

Таблица 11 - Характеристика сварочного аппарата

Диапазон рабочего напряжения, В	220 (+10%;-30%)
Максимальный потребляемый ток, А	22

Продолжение таблицы 11

Напряжение холостого хода, В	80
Напряжение дуги, В	26
Диапазон регулирования сварочного тока, А	10-160
Продолжительность нагружения, %	70% 160А
Максимальный диаметр электрода, мм	4
Класс защиты	IP21
Масса, кг	4.5

Для дуговой сварки труб применяют следующий тип электродов по ГОСТ 9467, ГОСТ 9466:

- Э46-Р с рутиловым покрытием - для сварки всех слоев шва труб I группы (постоянным током).

Сварные соединения подвергаются внешнему осмотру и должны соответствовать ГОСТ 16037 и удовлетворять следующим требованиям:

- швы и прилегающие к ним поверхности труб на расстоянии не менее 20 мм (по обе стороны шва) должны быть очищены от шлака, брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений;

- швы не должны иметь трещин, прожогов, не заваренных кратеров, выходящих на поверхность пор.

По результатам проверки радиографическим методом стыки следует браковать при наличии следующих дефектов:

- трещин, прожогов, незаверенных кратеров;
- не провара по разделке шва;
- не провара в корне шва и между валиками глубиной более 10% толщины стенки трубы;
- не провара в корне шва в стыках газопроводов диаметром 920мм и более, выполненных с внутренней под варкой;

					Технологическая часть	Лис
						56
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

- не провара в корне шва в сварных соединениях, выполненных с подкладным кольцом;

- если размеры дефектов стыков (пор, шлаковых и других включений) превышают установленные ГОСТ 23055.

Выполнение работ по монтажу внутренних газопроводов рекомендуется производить в следующей последовательности:

- прокладка вводов;
- разметка мест установки креплений газопроводов и газоиспользующего оборудования;
- сверление отверстий, установка крепления газопроводов и газоиспользующего оборудования;
- сборка газопровода от ввода до мест присоединения к газоиспользующему оборудованию;
- испытание газопровода на герметичность от отключающего устройства на вводе в здание, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием;
- установка газоиспользующего оборудования (может быть выполнена по отдельному договору с монтажной организацией);
- испытание газопровода на герметичность совместно с установленным газоиспользующим оборудованием [36].

3.4 Изоляционные работы на стальных участках газопровода

Стальные участки подземной части газопровода в местах неразъемных соединений «сталь-полиэтилен», изолировать полимерными липкими лентами по ГОСТ 9.602-2005. Изоляция «весьма усиленная» из полимерных материалов по ТУ 6-06-5761799-88Е

Для предотвращения повреждения газопровода на выходе из земли установить полиэтиленовый футляр ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ду63х5,8 протяженностью одного метра, не нуждающегося в защите от коррозии.

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Защиту надземной части газопровода выполнить в соответствии с требованиями СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии». Газопровод окрасить двумя слоями эмали по двум слоям грунтовки. Цвет эмали должен быть желтым. Применяемые эмали должны быть для наружных работ данной климатической зоны.

Цвет эмали для окраски внутреннего газопровода не регламентирован.

Все металлоконструкции опор газопровода окрасить эмалью ПФ 115 по ГОСТ 6465-75 по слою грунтовки ГФ 21 ГОСТ 25129-87.

Цвет эмали для окраски опор, также не регламентируется.

3.5 Укладка газопровода

Работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15°C и не выше плюс 30°C.

При укладке газопроводов при более низкой температуре наружного воздуха необходимо организовать их подогрев до требуемой температуры. Это условие может быть выполнено путем пропуска подогретого воздуха через подготовленный к укладке газопровод. При этом температура подогретого воздуха не должна быть более плюс 60°C.

При укладке полиэтиленовых газопроводов необходимо учитывать специфические особенности материала труб: высокий коэффициент линейного удлинения (в 10-12 раз выше, чем у стальных) и более низкую по сравнению с металлическими трубами механическую прочность, поэтому укладку газопроводов рекомендуется производить в наиболее холодное время суток летом, а зимой - в наиболее теплое время [38].

Укладку газопровода произвести «змейкой» в горизонтальной плоскости. Повороты выполнить полиэтиленовыми отводами заводского изготовления. На расстоянии 0,2 метра от верха присыпанного газопровода уложить пластмассовую сигнальную ленту желтого цвета шириной не менее 0,2 метра с несмываемой надписью «Осторожно газ» (ТУ 2245-028-00203536).

					Технологическая часть	Лис
						58
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

В ленту должен быть вмонтирован электрод-спутник или полоса металлической фольги, позволяющие определить местоположение газопровода под землей приборным методом.

3.6 Очистка внутренней полости и испытания газопровода

Очистку полости газопроводов выполняют продувкой воздухом. Допускается пропуск очистных поршней из эластичных материалов. Продувка осуществляется скоростным потоком (15-20 м/с) воздуха под давлением, равным рабочему. Газопровод очищается целиком из-за небольшой протяженности.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин, если в проектной документации не содержится других требований.

Диаметр выходного патрубка и полно проходного крана на нем должен составлять не менее 0,3 диаметра продуваемого участка.

Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха. Во время продувки участки газопровода, где возможна задержка грязи (переходы, отводы и пр.), рекомендуется простукивать неметаллическим предметом (дерево, пластмасса), не повреждающими поверхность трубы.

Для продувки и пневматического испытания газопроводов применяют компрессорные установки, соответствующие по мощности и производительности диаметру и длине испытываемого газопровода [38].

При выборе компрессора необходимо учесть потерю производительности на 30-40% в клапанах нагнетания (всасывания) поршневого компрессора, образование «мертвых» объемов воздуха в рабочей полости агрегата и т.д. Первоначально определяем объем газопровода по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L$$

					Технологическая часть	Лис
						59
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

где d диаметр газопровода, d = 0,32м,

L длина газопровода, L = 105м

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,32^2}{4} \cdot 105 = 8,44 \text{ м}^3$$

Для данного объема выбран одноступенчатый поршневой компрессор с прямым приводом Settie LW1006-1 (рис. 14).



Рис. 14 Одноступенчатый поршневой компрессор с прямым приводом Settie LW1006-1

Производительность компрессора равна 0,13м³/мин или 8,4 м³/час (таблица 12).

Таблица 12 - Характеристика одноступенчатого поршневого компрессора с прямым приводом Settie LW1006-1

Давление, бар	0.8
Производительность, м ³ /мин	0.13
Мощность, кВт	1.1
Масса, кг	66
Длина, ширина, высота, см	94x45x69
Обороты R. P. M.	1100

С учетом потерь: 5,46м³/час.

Таким образом, газопровод наполнится на 0,1МПа за 1,4часа. Скорость подъема давления менее 0,3МПа, что соответствует ПБ 12-529-03.

					Технологическая часть	Лис
						60
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки.

Газопроводы жилых зданий следует испытывать на участке от отключающего устройства на вводе в здание, до кранов газоиспользующего оборудования.

Испытания газопроводов должна производить строительно-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации.

При переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят отдельно.

Участок подземного полиэтиленового газопровода, включая неразъемное соединение, испытывают по нормам испытания полиэтиленовых газопроводов, участок стального газопровода испытывают по нормам испытания стальных газопроводов [39].

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена.

Для проведения испытаний газопроводов следует применять манометры класса точности 0,15. Допускается применение манометров класса точности 0,40, а также класса точности 0,6. При испытательном давлении до 0,01 МПа следует применять V-образные жидкостные манометры (таблица 13).

Таблица 13 - Максимальная длина надземных и внутренних газопроводов низкого давления

Класс точности манометра	Рекомендуемая максимальная длина, км, надземного и внутреннего газопроводов при номинальном диаметре (мм)					
	65	80	100	125	150	200 и более
0,15	11,5	8,0	5,3	3,0	2,3	1,0
0,4	4,3	3,0	2,0	1,2	-	-
0,6	2,9	2,0	1,3	1,3	-	-

Примечание. Знак «-» означает, что применение манометров указанного класса точности для испытания данных газопроводов не рекомендуется.

Испытания подземной части газопровода следует производить после монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 метра.

До начала испытаний на герметичность газопроводы следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Значения испытательного давления и время выдержки под давлением принимают в соответствии СНиП 42-01 (таблица 14).

Таблица 14 - Испытание газопроводов на герметичность

Рабочее давление газа, МПа	Испытательное давление, МПа	Продолжительность испытаний, ч
Полиэтиленовые газопроводы		
До 0,005	0,3	24
Св. 0,005 до 0,3	0,6	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	
Надземные газопроводы		
До 0,005	0,3	1
Св. 0,005 до 0,3	0,45	
Св. 0,3 до 0,6	0,75	
Св. 0,6 до 1,2	1,5	
Св. 1,2 до 1,6 (для СУГ)	2,0	
Газопроводы внутри зданий		
Газопроводы жилых зданий давлением до 0,003	0,01	5 мин

Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давление в газопроводе не меняется, или нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также по жидкостному манометру падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

При завершении испытаний газопровода давление следует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод в течение 10 мин под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений следует проверить мыльной эмульсией [39].

3.7 Контроль качества работ

Организацию контроля качества строительно-монтажных работ при сооружении систем газопотребления рекомендуется предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 42-01, Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления.

Система контроля качества строительно-монтажных работ должна предусматривать:

- проведение производственного контроля качества работ;
- проведение технического надзора со стороны эксплуатационной организации.

По решению заказчика в систему контроля качества работ может быть включен авторский надзор организации, разработавшей проект газоснабжения.

Производственный контроль качества работ может производиться строительно-монтажной организацией на всех стадиях строительства.

Объемы и методы контроля выполняемых работ должны соответствовать требованиям СНиП 42-01, СП 42-102, СП 42-103, СП 62.13330.2011.

Надземные и внутренние газопроводы природного газа диаметром 50мм и более не подлежат контролю физическим методом (СП 62.13330.2011). Подземные полиэтиленовые газопроводы давлением до 0,005МПа, выполненных, с использованием сварочной техники со средней степенью автоматизации подлежат контролю физическим методом, 10% от общего

					Технологическая часть	Лис
						63
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

числа стыков, но не менее одного. Допускается уменьшать количество стыков на 60% сваренных с использованием сварочной техники не ниже средней степени автоматизации [31].

При приемочном контроле следует производить проверку качества выполненных работ. Результаты приемочного контроля оформляются актом законченного строительством объекта и записями в строительном паспорте.

					Технологическая часть	Лис
						64
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

4.РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.

4.1 Гидравлический расчет газопровода

Задача гидравлического расчета газопроводов всех давлений обеспечить при максимально допустимых перепадах давления экономичность и надежность системы, устойчивую работу газоиспользующего оборудования.

Целью расчета является определение внутреннего диаметра газопровода и потерь давления в системе. Потребление газа в сетях газоснабжения характерно своей неравномерностью. При этом различают следующие виды неравномерного потребления газа:

1. Сезонная, или по месяцам года;
2. Суточная, или по дням недели;
3. Часовую, или по часам суток.

Диаметр газопровода определяется при условии бесперебойного газоснабжения потребителя в периоды максимального потребления газа (график 1) [20].

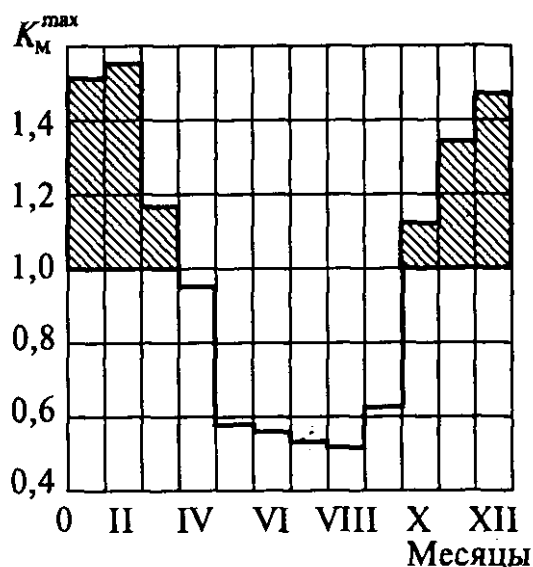


График 1

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.	Абдрасулов К.А.						
Руковод.	Крец В.Г.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.		
					Лист		
					Листов		
					65		
					109		
					НИ ТПУ гр. 2БМ71		

где K_m^{max} максимальный коэффициент сезонной неравномерности потребления газа, т.е. отношение расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год.

Гидравлический расчет тупикового газопровода низкого давления выполняется в следующей последовательности:

1. Создается расчетная схема газопровода с указанием на ней геометрических длин участков и максимальных часовых расходов всех потребителей.
2. Выбирается направление от точки врезки до самой отдаленной точки потребления.
3. Определяется расчетный расход газа на каждый участок (если их несколько).
4. Определяются расчетные длины участков направления.
5. Вычисляется расчетная длина направления в метрах суммированием расчетных длин участков (при условии, что их несколько).
6. Рассчитывается удельный перепад давления на направлении.
7. С помощью номограммы определяют диаметры участков газопровода, и уточняется удельный перепад давления на каждом участке в соответствии с выбранным стандартным диаметром.
8. Определяется действительный перепад давления газа на каждом участке умножением удельного перепада давления на расчетную длину участка.
9. Суммируются все потери на отдельных участках направления.
10. Определяется дополнительное избыточное давление в газопроводе.
11. Определяется дополнительное избыточное давление в газопроводе.

Находится алгебраическая сумма потерь давления и сравнивается с допустимой потерей давления. Отклонение должно быть не более 10%.

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета тупикового газопровода-отвода низкого давления от точки врезки (точка «А» приложение А), до вводного газопровода (точки «Г» приложение А):

$$V_{\text{час}} = 3,94 \text{ м}^3/\text{час},$$

где $V_{\text{час}}$ часовой расход газа потребителя,

$$\ell_{\Gamma} = 105 \text{ м},$$

где ℓ_{Γ} геометрическая длина газопровода-отвода,

$$h = 0,5 \text{ м},$$

где h разность высот газопровода в конце и начале.

Гидравлический расчет газопровода-отвода.

Создается расчетная схема газопровода (приложение А) с указанием длины и максимальным часовым расходом всего газоиспользующего оборудования домовладения (приложение Б).

Определяется расчетный расход газа по формуле:

$$V_p = V_{\text{час}} * K_{\text{од}} \quad (1)$$

где $K_{\text{од}}$ коэффициент одновременности работы оборудования, $K_{\text{од}} = 0,85$ [27]

$$V_p = 3,94 * 0,85 = 3,4 \text{ м}^3/\text{час}$$

Определяется расчетная длина газопровода по формуле:

$$\ell_p = \ell_{\Gamma} * \left(1 + \frac{a}{100}\right) \quad (2)$$

где a процентная надбавка, $a = 25\%$ [27]

ℓ_{Γ} длина газопровода, $\ell_{\Gamma} = 105 \text{ м}$

$$\ell_p = 105 * \left(1 + \frac{25}{100}\right) = 131,25 \text{ м}$$

Рассчитывается удельный перепад давления по формуле:

$$A = \frac{\Delta P}{\ell_p} \quad (3)$$

где ΔP расчетный перепад давления, $\Delta P = 350 \text{ Па}$ [27]

$$A = \frac{350}{131,25} = 2,67 \text{ Па/м}$$

С помощью номограммы (приложение В) определяется внутренний

					Расчетная часть	Лис
						67
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

диаметр газопровода d_r :

$$d_r = 3,2 \text{ см}$$

и уточняется удельный перепад давления в соответствии с выбранным диаметром газопровода:

$$A = 1,35 \text{ Па/м}$$

Определяется действительный перепад давления по формуле:

$$\Delta P_i = A * \ell_p \quad (4)$$

$$\Delta P_i = 1,35 * 131,25 = 177,19 \text{ Па}$$

При определении потерь давления на вертикальных участках газопровода необходимо учитывать дополнительное избыточное давление, вызванное разностью плотностей газа и воздуха, а также разностью геометрических отметок в конце и начале газопровода.

Для природного газа, который легче воздуха, при движении его по газопроводу вверх значение ΔP_d будет отрицательным, а при движении вниз положительным.

$$\Delta P_d = \pm h * (\rho_v - \rho_g) * g \quad (5)$$

где ρ_v плотность воздуха при нормальных условиях, $\rho_v = 1,2754 \text{ кг/м}^3$,

ρ_g плотность газа при нормальных условиях, $\rho_g = 0,716 \text{ кг/м}^3$

g ускорение свободного падения, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$

$$\Delta P_d = - 0,5 * (1,2754 - 0,73) * 9,8 = - 2,67 \text{ Па}$$

Находится алгебраическая сумма всех потерь давления:

$$\sum \Delta P_i \pm \Delta P_d + \Delta P_{\text{приб}}$$

где $\Delta P_{\text{приб}}$ потеря давления в газоиспользующем оборудовании,

$$\Delta P_{\text{приб}} = 170 \text{ Па} [9]$$

Критерием правильности расчета является условие:

$$\sum \Delta P_i \pm \Delta P_d + \Delta P_{\text{приб}} \leq \Delta P \quad (6)$$

Отклонение допускается не более 10%.

$$177,19 - 2,67 + 170 \leq 350$$

$$344 \leq 350$$

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Полученные потери давления, равные 344Па, не превышают принятого нормативного значения. Результаты гидравлического расчета сводятся в таблицу 15.

Таблица 15 - Результаты гидравлического расчета газопровода-отвода

Участок газопровода	Расчетная длина ℓ_p , м	Расчетный расход V_p , м ³ /час	Удельная потеря А, Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Условный диаметр d_y , мм
1	2	3	4	5	6
«А» «Г»	131,25	3,4	1,35	177,19	32

Толщина стенки стального участка газопровода-отвода низкого давления, в соответствии с СНиП 42-01-2002 должна быть не менее 3мм (таблица 16). По ГОСТ 3262-75 стальные участки газопровода-отвода низкого давления выполняются из стальной трубы диаметром 42,3мм, с толщиной стенки 3,2мм (внутренний диаметр 32мм).

Таблица 16 - Размеры труб по ГОСТ 3262-75 – 2009, мм

Услов- ный проход	Наруж- ный диаметр	Толщина стенки труб			Масса 1 м труб, кг		
		легких	обык- новен- ных	усилен- ных	легких	обык- новен- ных	усилен- ных
6	10,2	1,8	2,0	2,5	0,37	0,40	0,47
8	13,5	2,0	2,2	2,8	0,57	0,61	0,74
10	17,0	2,0	2,2	2,8	0,74	0,80	0,98
15	21,3	2,35	—	—	1,10	—	—
15	21,3	2,5	2,8	3,2	1,16	1,28	1,43
20	26,8	2,35	—	—	1,42	—	—
20	26,8	2,5	2,8	3,2	1,50	1,66	1,86
25	33,5	2,8	3,2	4,0	2,12	2,39	2,91
32	42,3	2,8	3,2	4,0	2,73	3,09	3,78
40	48,0	3,0	3,5	4,0	3,33	3,84	4,34
50	60,0	3,0	3,5	4,5	4,22	4,88	6,16
65	75,5	3,2	4,0	4,5	5,71	7,05	7,88
80	88,5	3,5	4,0	4,5	7,34	8,34	9,32
90	101,3	3,5	4,0	4,5	8,44	9,60	10,74
100	114,0	4,0	4,5	5,0	10,85	12,15	13,44
125	140,0	4,0	4,5	5,5	13,42	15,04	18,24
150	165,0	4,0	4,5	5,5	15,88	17,81	21,63

Подземный участок газопровода-отвода прокладывается из полиэтилена ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838 - 2009 в соответствии с СНиП 42-01-2002, СП 42-103-2003 (таблица 9), диаметром 40мм с толщиной стенки 3,7мм, с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5 (внутренний диаметр 32,6мм) [36].

Таблица 17 - Сортамент полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838 - 2009

Наружный диаметр		SDR				Овальность, не более, труб		
		17,6		11		в отрезках	в бухтах, катушках для SDR	
		Толщина стенки					17,6	11
Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.			
20	+0,3	—	—	3,0	+0,4	0,5	—	1,2
25	+0,3	—	—	3,0	+0,4	0,6	—	1,5
32	+0,3	—	—	3,0	+0,4	0,8	—	2,0
40	+0,4	—	—	3,7	+0,5	1,0	—	2,4
50	+0,4	—	—	4,6	+0,6	1,2	—	3,0
63	+0,4	—	—	5,8	+0,7	1,5	—	3,8
75	+0,5	4,3	+0,6	6,8	+0,8	1,6	11,3	4,5
90	+0,6	5,2	+0,7	8,2	+1,0	1,8	13,5	5,4
110	+0,7	6,3	+0,8	10,0	+1,1	2,2	16,5	6,6
125	+0,8	7,1	+0,9	11,4	+1,3	2,5	18,8	7,5
140	+0,9	8,0	+0,9	12,7	+1,4	2,8	21,0	8,4
160	+1,0	9,1	+1,1	14,6	+1,6	3,2	24,0	9,6
180	+1,1	10,3	+1,2	16,4	+1,8	3,6	27,0	10,8
200	+1,2	11,4	+1,3	18,2	+2,0	4,0	—	—
225	+1,4	12,8	+1,4	20,5	+2,2	4,5	—	—

Примечания:

1. Номинальный наружный диаметр соответствует минимальному среднему наружному диаметру.
2. Овальность труб определяют на предприятии-изготовителе.
3. Трубы изготавливают в прямых отрезках, бухтах и на катушках, а трубы диаметром 200 и 225 мм выпускают только в прямых отрезках. Длина труб в прямых отрезках должна быть от 5 до 24 м с кратностью 0,5 м, предельное отклонение длины от номинальной — не более 1 %. Допускаются в партии труб в отрезках до 5 % трубы длиной менее 5 м, но не менее 3 м.

При движении газа по газопроводу происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений. В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, турбулентным или находится в интервале перехода ламинарного движения в турбулентное. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса.

При $Re < 2000$ течение ламинарное, критическое характеризуется $Re = 2000-4000$, а при $Re > 4000$, турбулентное, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой.

Определим давление в точке «Г» перед вводным газопроводом по формуле:

$$P_H - P_K = 626,1 * \lambda * \frac{Q_0^2}{d^5} * \rho_0 * \ell \quad (7)$$

где P_H — давление газа в начале газопровода (в точке «А»),

$P_H = 2200 \text{ кПа}$.

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

P_k давление газа в конце газопровода (в точке «Г»),

λ коэффициент гидравлического трения, определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса

$$Re = 0,0354 * \frac{Q_0}{d * \nu} \quad (8)$$

$$Re = 0,0354 * \frac{3,94}{3,2 * 14,3 * 10^{-6}} = 3048$$

Полученное значение соответствует критическому течению потока газа в газопроводе. Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле:

$$\lambda = 0,0025 * \sqrt[3]{Re} \quad (9)$$

$$\lambda = 0,0025 * \sqrt[3]{3048} = 0,036$$

Q_0 расход газа при нормальных условиях, $Q_0 = 3,94 \text{ м}^3/\text{час}$,

d диаметр газопровода, $d = 3,2 \text{ см}$,

ν коэффициент кинематической вязкости при нормальных условиях, $\nu = 14,3 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

ρ_0 плотность газа при нормальных условиях, $\rho_0 = 0,716 \text{ кг}/\text{м}^3$,

ℓ расчетная длина газопровода с учетом местных сопротивлений по формуле:

$$\ell = \ell_1 + \frac{d}{100 * \lambda} * \sum \xi \quad (10)$$

где ℓ_1 действительная длина газопровода, $\ell_1 = 105 \text{ м}$,

$\sum \xi$ коэффициент местных сопротивлений высчитывается по СП 42-101-2003 $\sum \xi = 1,9$

$$\ell = 105 + \frac{3,2}{100 * 0,036} * 1,9 = 105,1 \text{ м}$$

$$P_n - P_k = 626,1 * 0,036 * \frac{3,94^2}{3,2^5} * 0,716 * 105,1 = 78 \text{ кПа}$$

$$P_k = 2200 - 78 = 2122 \text{ кПа}$$

Гидравлический расчет внутреннего газопровода.

Определяется расчетный расход газа по формуле (1):

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

$$V_p = 3,94 * 0,85 = 3,4 \text{ м}^3/\text{час}$$

Определяется расчетная длина газопровода по формуле (2):

$$\ell_p = 5 * \left(1 + \frac{120}{100}\right) = 11 \text{ м}$$

где а процентная надбавка, а = 120% [10]

ℓ_r длина газопровода, $\ell_r = 5 \text{ м}$

Рассчитывается удельный перепад давления по формуле (3):

$$A = \frac{200}{11} = 18,1 \text{ Па/м}$$

где ΔP расчетный перепад давления, $\Delta P = 200 \text{ Па}$ [36]

С помощью номограммы (приложение В) определяется внутренний диаметр газопровода d_r :

$$d_r = 20 \text{ мм}$$

и уточняется удельный перепад давления в соответствии с выбранным диаметром газопровода:

$$A = 3,7 \text{ Па/м}$$

Определяется действительный перепад давления по формуле (4):

$$\Delta P_i = 3,7 * 11 = 41,8 \text{ Па}$$

Дополнительное избыточное давление вычисляется по формуле (5):

$$\Delta P_d = - 0,5 * (1,2754 - 0,73) * 9,8 = - 2,67 \text{ Па}$$

Проверка правильности расчета по условию (6)

$$41,8 - 2,67 + 160 \leq 200$$

$$199 \leq 200$$

Полученные потери давления, равные 199Па, не превышают отклонения 10%. Результаты гидравлического расчета сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 - Результаты гидравлического расчета внутреннего газопровода

Участок газопровода	Расчетная длина ℓ_p , м	Расчетный расход V_p , $\text{м}^3/\text{час}$	Удельная потеря А, Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Условный диаметр d_y , мм
1	2	3	4	5	6
«Г» «Д»	11	3,4	3,8	41,8	20

Толщина стенки внутреннего газопровода низкого давления, в соответствии с СНиП 42-01-2002 должна быть не менее 2мм.

Внутренний газопровод низкого давления выполняются из стальной трубы диаметром 26,8мм, с толщиной стенки 2,5мм (внутренний диаметр 20мм) по ГОСТ 3262-75 (таблица 16).

Определим давление в точке «Д» после газопровода-отвода (от точки «Г» по формуле (7):

$$P_H - P_K = 626,1 * 0,039 * \frac{3,94^2}{2,0^5} * 0,716 * 6,2 = 53 \text{кПа}$$

где Re число Рейнольдса по формуле (8), $Re = 4208$

Полученное значение соответствует турбулентному течению потока, что характерно для внутреннего газопровода. Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (11)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{4208^{0,25}} = 0,039$$

Определим расчетную длину газопровода с учетом местных сопротивлений по формуле (10):

$$\ell = 5 + \frac{2,0}{100 * 0,039} * 2,3 = 6,2 \text{м}$$

где ℓ_1 действительная длина газопровода, $\ell_1 = 5 \text{м}$,

$\sum \xi$ коэффициент местных сопротивлений по СП 42-101-2003, $\sum \xi = 2,3$

$$P_K = 2127 - 53 = 2074 \text{кПа}$$

Давление газа в самой конечной точки газопровода «Д», 2074 кПа.

Для безопасной и эффективной работы газоиспользующего оборудования необходимо определенное давление газа, в диапазоне, установленным заводом-изготовителем. В данном случае от 1000 до 2500 кПа (приложение Б). Полученное давление в конечной точке находится в установленном интервале.

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Экономическое обоснование проектных решений

Задачей технико-экономической оптимизации является определение таких параметров систем, которые для достижения заданного полезного результата требуют наименьших затрат материальных, энергетических, денежных или других ресурсов.

Одним из решений является использование полиэтиленовых труб. Применение полиэтиленовых газопроводов существенно сокращает эксплуатационные затраты за счет отсутствия коррозии и устранения ее последствий. За счет отсутствия изоляционных работ и контроля их качества, сокращаются объемы сварочных работ (особенно при использовании длинномерных труб и выполнения соединений полиэтиленовых труб с помощью муфт), снижение объемов трубоукладочных работ, отсутствие необходимости защиты от коррозии, строительно-монтажные работы по строительству полиэтиленовых газопроводов меньше по сравнению со стальными.

Зная диаметры и длину газопроводов, можно рассчитать затраты на строительство стальных или полиэтиленовых газопроводов, пользуясь данными о стоимости одного погонного метра стальных и полиэтиленовых труб и стоимости их монтажа.

Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов, например:

- подготовительные работы;
- монтажные работы, испытания и др.

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Абдрасулов К.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.						75	109
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП.	Шадрина А.В.							

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ;

данных технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно - заключительных, измерительных и работ и др. В табл. 1 представлен пример норм-времени на выполнение операций.

Таблица 19 - Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Прод-сть Работ/ч.	Состав бригады
		ед. измер.	Кол-во		
1	Технологические переключения и закрытие задвижек.	шт.	4	1,5	4 чел.
2	Демонтаж катушки	шт.	1	1	4 чел.
3	Вырезка задвижки	резов	1	2	4 чел.
4	Демонтаж задвижки	шт.	1	2	4 чел.
5	Зачистка труб-да, подготовка рабочего места сварщиков	шт.	1	4,5	4 чел.
6	Герметизация полости труб-да (ГРК, ГРК)	шт.	2	1	4 чел.
7	Стыковка и подгонка задвижки	шт.	1	4	4 чел.
8	Размагничивание стыкуемых торцов труб перед сваркой	шт.	2	1	2 чел.
9	Сварка стыка задвижки	шт.	1	4,5	4 чел.
10	Стыковка и подгонка катушки	шт.	1	3	2 чел.
12	Сварка стыков катушки	шт.	2	3	4 чел.
13	Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений	шт.	3	3	4 чел.
14	Заварка технологических отверстий, проверка готовности участка к заполнению	шт.	6	1	4 чел.
	Прод-сть остановки для рем/ работ, итого	х		35,5	

Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- 1) данные технического проекта;
- 2) строительные нормы и правила (СНиП);
- 3) единые районные единичные расценки;
- 4) единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.

- 5) Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения (табл. 20)

Таблица 20. - Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г. ; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления – фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	N 125-ФЗ	
6	Коэффициент-дефлятор	2017 г. - 1,425; 2016 г. -1,329	Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.
Изм. Лист № докум. Подпись Дат Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение 77				

Продолжение таблицы 20.

7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

В настоящее время в России при формировании стоимости строительной продукции основным элементом определения рыночной цены является сметно-нормативная база системы ценообразования. Она основана на системе базисных цен в строительстве. Ежегодно издается большое количество сборников с отражением средних цен строительной продукции за текущий год.

Сметные нормативы - общее название комплекса правил, ценообразования и цены, совместимых в индивидуальные сборники. Положениями и правилами, которые служат основой для определения сметной стоимости строительства, содержат необходимые требования.

Рассматривается набор ресурсов, установленных на получение строительных, монтажных или других работ, в соответствии со сметной нормой.

При расчете экономической эффективности капитальных вложений были рассмотрены варианты прокладки газопровода:

1. Надземная прокладка стального газопровода на опорах. Затраты на строительство составили: 99913 рублей.

2. Подземная прокладка полиэтиленового газопровода. Затраты составили: 69097 рублей.

Затраты на строительство, пользуясь данными о средней (фактической) стоимости 1 п.м., полиэтиленового газопровода на 30% меньше по сравнению со стальным газопроводом. Сварка стальных труб электродуговая, полиэтиленовых с помощью деталей с закладными электронагревателями.

Из опыта эксплуатации были получены ориентировочные

					Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		78

коэффициенты эксплуатационных затрат в процентах от капитальных вложений:

5,2% на стальные газопроводы,

3.1% - на полиэтиленовые.

При проведении сравнительного анализа применения стальных и полиэтиленовых газопроводов можно сделать следующие выводы:

С точки зрения материала, применяемого при строительстве сетей, предпочтение следует отдавать полимерным технологиям, как более экономичным;

экономия объясняется отсутствием необходимости в дополнительных затратах на выполнение изоляции стальных газопроводов.

Применение полиэтиленовых газопроводов также существенно сокращает эксплуатационные затраты за счет увеличения срока службы (50 лет) и меньшей трудоемкости при техническом обслуживании, проведении текущих и капитальных ремонтов. Кроме того, при применении полиэтиленовых труб отсутствуют эксплуатационные расходы на периодическую диагностику возможной коррозии.

Из всего перечисленного очевидна экономическая и технологическая целесообразность применения полиэтиленовых труб для строительства газопровода [41]

					Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность

В дипломной работе рассматривается повышение эффективности ГРС, а также проведения строительно-монтажных работ в системе газификации Севера Кыргызстана.

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 открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва газовоздушной смеси; повышенный уровень шума; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне[42].

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 21.

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Абдрасулов К.									80	109	
Руковод.		Крец В.Г.							НИ ТПУ гр. 2БМ71				
Консульт.		Черемискина											
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие 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 зоны	1.Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96 [2] ГОСТ12.1.019-79[4]
	2. Работа с токсичными и вредными веществам	2. Оборудование и Трубопроводы работающие под давлением	ГОСТ 12.1.005-88 [3] ГОСТ 12.2.003-91[7]
	3.Повышенный уровень шума	3.Пожаробезопасность	СНиП II-12-77[9] ГОСТ 12.1.004-91[7] ГОСТ 12.1.005-88[3]
	4.Недостаточная освещенность рабочей зон		ГОСТ 12.1.003-2014 [5]

6.1.1 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. Для поддержания микроклимата в помещениях на газораспределительной станции используются система отопления, интенсивность работы которой

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		81

регулируется изменением режима работы водонагревательного котла, и система вентиляции. Так, согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96, на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с. При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года[42].

Установленные нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне в зависимости от сезона года и тяжести работы приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне; относительная влажность 60-40%

Сезон года, температура наружного воздуха	Категория работ	Температура в Рабочей зоне, °С	Скорость движения воздуха, м/с
Холодной и переходной; менее +10°С	Легкая I	20-23	0,2
	Средней тяжести II а	18-20	0,2
	Средней тяжести II б	17-19	0,3
	Тяжелая III	16-19	0,3
Теплый +10°С и более	Легкая I	22-25	0,2
	Средней тяжести II а	21-23	0,3
	Средней тяжести II б	20-22	0,4
	Тяжелая III	18-20	0,5

На участке ГРС микроклимат в рабочей зоне соответствует требованиям категории работ средней тяжести (II б).

Допустимая область влажности воздуха 40-75%. При влажности более 75% затрудняется испарение пота, менее 40% - наступает пересыхание слизистой оболочки.

Допустимая область подвижности воздуха 0,2-1 м/с. Застойный воздух затрудняет конвекцию; слишком подвижный вызывает сквозняк.

Работа с токсичными и вредными веществами

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

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 [43].

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

2. 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).

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).

Повышенный уровень шума

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

					Социальная ответственность	Лис
						83
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 нормированный уровень шума – 80 дБ А[44].

Методы снижения уровня шума в рабочей зоне газораспределительной станции:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях, стены которых выполняют из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.

2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, которые исключают необходимость длительного присутствия рабочего персонала в зоне воздействия акустического шума. обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.

3. Использование средств индивидуальной защиты. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [44] основные методы борьбы с шумом в рабочей зоне приведены в таблице 24.

Таблица 23 - Основные методы борьбы с шумом

№	Методы борьбы с шумом в рабочей зоне:
1	Использование средств индивидуальной защиты.
2	Снижение уровня шума в источнике его возникновения.
3	Снижение шума на пути распространения звука.
4	Соблюдение режима труда и отдыха.
5	Оптимальное размещение источников шума в рабочей зоне.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение в производственных помещениях обеспечивается наличием необходимого количества окон, но это осуществимо только в дневное время. Для поддержания освещенности в пределах норм темное время

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		84

суток пользуются искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Во время ремонтных работ используется местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении[45].

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека[46].

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с любым электрооборудованием.

Причины поражения электрическим током:

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

Меры защиты:

- Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
- Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
- Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
- Установка молниеотводов.

Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.

					Социальная ответственность	Лис
						85
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

– Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

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, выпучины, 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 трубопроводу[47].

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания.

Основные источники пожара:

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.

					Социальная ответственность	Лис
						86
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

2. Нарушения герметичности оборудования.
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ.
2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
3. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
5. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала[45].

6.2 Экологическая безопасность

Анализ воздействия объекта на атмосферу

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения.

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.

					Социальная ответственность	Лис
						87
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

5. Использование системы контроля загазованности.

Анализ воздействия объекта на гидросферу

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

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

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (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.

Анализ воздействия объекта на литосферу

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферу среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия [48].

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

					Социальная ответственность	Лис
						88
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

договорами.

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

Анализ воздействия на селитебную зону

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

Для этого применяют следующие меры:

1. Газораспределительный пункт располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.
2. Вокруг ГРП и ГРС организуется санитарно- защитная зона.
3. Территория огораживается по периметру.
4. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
5. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении работ ГРП и ГРС наиболее опасными чрезвычайными ситуациями - это пожар или взрыв при утечке газа возникновение искры. В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор.

					Социальная ответственность	Лис
						89
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

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

Для предотвращения ЧС социального характера территория ГРП 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 [49].

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6

В соответствии с нормативными документами, к работе на ГРП и ГРС 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 [49]. 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.

					Социальная ответственность	Лис
а						90
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

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

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

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

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).

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается.

Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

					Социальная ответственность	Лис
						91
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях.

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

При проектировании зданий и сооружений учитываются особенности ландшафта, тип грунта, проходящие инженерные коммуникации, местные климатические условия, геофизические показатели и другие факторы. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке [51].

Необходимо обеспечить рациональное размещение и сооружений ГРС:

расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта;

бытовые помещения ближе к проходным;

сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

					Социальная ответственность	Лис
						92
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривалась политическая сторона между двумя странами Кыргызстана и России о дальнейшей развитии системы газоснабжения и газораспределения для обеспечения существующих и перспективных потребителей газа. А также по реализации генеральной схемы, до 2030 года планируется газификация распределительных газопроводов в населенных пунктов более 4400 км. Исследованы вопросы повышения эксплуатационной надежности газораспределительных систем по строительству полиэтиленовых газопроводов-отводов в условиях Севера Кыргызстана. А также рассмотрены шаровые краны с узлом затвора из технической керамики, что позволяет повысить надежность газопроводов малого диаметра.

Выполнены расчет тепловых нагрузок газового отопления для данного тепличного комплекса, гидравлический расчет газопровода. На основе технико-экономического обоснования выбран материал ПЭ100 Ду 40мм в связи с меньшими затратами на строительство и дальнейшую эксплуатацию.

Практическое использование проекта позволяет провести газификацию не только частных теплиц, но и, например, домов операторов на ГРС с надомной формой обслуживания или котельных на собственные нужды.

Реализация проекта решает задачи энергетики, улучшает бытовые условия населения, снижает уровень заболеваний, связанных с загрязнением атмосферы.

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Абдрасулов К			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					93	109
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. <https://glavportal.com/materials/ao-gazprom-bytovye-sistemy-kachestvo-i-bezopasnost-zalog-zavoevaniya-rynka/>
2. <http://kabarlar.org/news/24615-uzbeksko-kirgizskaya-gazovaya-voyna-kto-prav-kto-vinovat-i-chto-delat-ilizan.html>
3. <http://kyrgyzstan.gazprom.ru>
4. <http://docs.cntd.ru/document/1200116020>
5. <https://knews.kg/2018/04/18/novaya-vetka-gazoprovoda-tashkent-bishkek-almaty-obespechit-besperebojnuyu-podachu-topлива-vsemu-severu-kyrgyzstana/>
6. <http://kyrgyzstan.gazprom.ru/about/project/genshema/>
7. <https://glavportal.com/materials/ao-gazprom-bytovye-sistemy-kachestvo-i-bezopasnost-zalog-zavoevaniya-rynka/>
8. <https://scienceforum.ru/2012/article/2012002915>
9. <http://polit.kg/newskg/763>
10. <https://glavportal.com/materials/gazprom-kyrgyzstan-prirodnym-gazom-obespechim-kazhdogo-kyrgyzstanca/>
11. <http://kyrgyzstan.gazprom.ru/press/news/2018/04/402/>
12. <http://trubinfo.ru/stalnye-truby/stalnye-truby-dlja-gazoprovodov.htm>
13. «Методика проведения экспертизы промышленной безопасности и определения срока дальнейшей эксплуатации газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов» (утв. НП «СЭЦ промышленной безопасности» 10.06.2003, согласовано отделом газового надзора Госгортехнадзора России 10.06.2003 г. № 14-3/125), [Электронный ресурс] / www.pravo.gov.ru.

					Повышение эксплуатационной надежности газораспределительных систем в условиях Севера Кыргызстана			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Абдрасулов К.				Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.						94	109
Консульт.						НИ ТПУ эр. 2БМ71		
Зав. Каф.	Рудаченко							

14. Приказ Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности » (зарегистрирован в Минюсте России 26.12.2013 г. рег. № 30855) [Электронный ресурс] / www.pravo.gov.ru.
15. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб (одобрен Письмом Госстроя РФ от 15.04.2004 N ЛБ-2341/9). Опубликовано М.: ЗАО «Полимергаз», ФГУП ЦПП, 2004.
– 165 с.
16. Проектирование и строительство полиэтиленовых газопроводов: Учебное пособие / Г.Н. Мартыненко, А.А. Горских, А.И. Колосов, Д.М. Чудинов - Воронеж, 2008. - 161с.
17. Камалетдинова Р.Р. Повышение эффективности применения керметов на основе карбида титана в запорной арматуре; диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Режим доступа: <http://www.rgups.ru> (дата обращения: 18.01.2019)
18. Бурков, П.В. Структурообразование, фазовый состав и свойства композиционных материалов на основе карбида титана: учебное пособие /156 П.В. Бурков ; Юргинский технологический институт. – Томск: Томского политехнического университета, 2011. – 190 с.
19. . Мамлеев, Р.Ф. Износостойкие керметы на основе карбида титана – материал для затворов трубопроводной арматуры и других высокоресурсных изделий / Р.Ф. Мамлеев // Арматуростроение. – 2014. – № 6(93). – С. 47–52.
20. Новое хорошо забытое старое? Керамика в конструкциях трубопроводной арматуре. – Режим доступа <http://www.allceramic.ru> (дата обращения: 18.01.2019)
21. Федеральный закон №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

					Список использованных источников	Лис
						95
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

22. Постановление правительства РФ №870 от 29.10.10г. «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»
23. СНиП 42-01-2003 Газораспределительные системы
24. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб
25. СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб
26. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов
27. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления: Учебное пособие / О.Б. Колибаба, В.Ф. Никишов, М.Ю. Ометова. – СПб.: Издательство «Лань», 2013. - 208с.
28. Основы строительного дела: Учебное пособие / М.С. Слободян; Томский политехнический университет – Томск: Издательство томского политехнического университета, 2011. - 114с.
29. Сметное дело в строительстве: Учебное пособие для вузов / Г.М. Хайкин, А.Е. Лейбман, Л.И. Мазурин, М.Ф. Митин; М.: Стройиздат, 1991. - 336с.
30. Промышленное газовое оборудование. Справочник. Издание 2-е, переработанное и дополненное. – Саратов: Газовик, 2002. – 624с.
31. ГОСТ Р 50838-95 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия
32. Постановление правительства РФ №1314 от 30 декабря 2013г. «Об утверждении правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения»

					Список использованных источников	Лис
						96
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

33. Земельный кодекс Кыргызской Республики
34. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы
35. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Г. П. Комина, А.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148с.
36. СТО Газпром газораспределение 12.2.2-1-2013 Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов.
37. Расчет газовых сетей : Методические указания к курсовому и дипломному проектированию / Сост А.А. Кудинов. Ульяновск: УлГТУ, 2001. – 44с.
38. ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации
39. ГОСТ 21.610-85. СПДС. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи
40. ГОСТ 9466-75 Electroды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
41. Машины и оборудование газонефтепроводов: методические указания и задания по выполнению курсовой работы для студентов направления №130500 «Нефтегазовое дело» по специальности №130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / сост. В.А. Шмурыгин, В.Г. Крец; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 46 с.
42. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
43. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических опасных производствах
44. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов

					Список использованных источников	Лис
						97
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

противопожарной режиме.

45. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

46. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.

47. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда»

48. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.

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

50. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.

51. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

52. ГОСТ Р 54983-2012 Система организации работ по охране труда ГРС.

					Список использованных источников	Лис
						98
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Приложение А

Раздел 1 General information

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Абдрасулов Калыбек Анарбекович		

Консультант отделения:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова Вера Станиславовна	-		

					Приложение	Лис
						99
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

1 State of gasification of Kyrgyzstan

On April 14, 2014, Uzbekistan stopped gas supply in southern Kyrgyzstan. It should be noted that the Uzbeks did not block the gas for the first time and with enviable regularity used it as a lever of pressure on the neighbor. For example, deliveries of Kyrgyzstan's "blue fuel" were discontinued in July 2013, and the winter of 2012–2013 Kyrgyzstan also met without Uzbek gas. Reasons for the termination of the supply are different.

The reason for such actions of Uzbekistan is in extremely difficult relations with its neighbors. The border of Uzbekistan and Kyrgyzstan is still not delimited and demarcated: the parties cannot reach a compromise and resolve territorial disputes. Because of this, with an enviable regularity, various conflicts occur on the border: starting from the blocking of roads and ending with shooting.

Kyrgyzstan could not solve the gas problem on its own, and therefore the Russian gas company was inevitably called upon to help, which was to solve the gas ridge [2].

In the same 2014, the company entered the gas market of the Kyrgyz Republic, forming Gazprom Kyrgyzstan.

Over three years of activity, Gazprom Kyrgyzstan has done tremendous work on updating the gas infrastructure of the Kyrgyz Republic, large-scale construction of new facilities and gasification of new regions of the country.

With the assistance of Gazprom, Gazprom Kyrgyzstan aims to create gas transportation systems in the republic.

Work in this direction is ongoing.

The main activities of the company are as follows:

- transportation, distribution and sale of natural gas;
- use, storage of substances capable of forming explosive mixtures, filling cylinders with compressed natural gas;
- town planning and design and survey work;
- construction and installation works;
- production and storage of natural gas [3].

					Приложение	Лис
						100
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

1.1 Mining conditions of Kyrgyzstan

Mining and technical conditions in Kyrgyzstan are very diverse. The infrastructure is extremely uneven.

In some places, the mining - technical conditions are quite heavy: glaciers, permafrost, steep rocky terrain, high altitudes, remoteness from settlements, roads, rivers, power lines.

Rocks of the root base, represented by rocky and semi-rocky soils, are the most reliable bases for almost all types of structures and are weakly subject to erosion and environmental engineering and geological hazardous processes and phenomena [1].

1.2. Project documentation system for construction (SPDS)

Rules for the execution of the working documentation of internal gas supply systems GOST 21.609-2014.

Standard Information

1 Developed by the Open Joint Stock Company "Center for Methodology of Standardization and Standardization in Construction" (OJSC "TsNS").

2 Submitted by the Technical Committee for Standardization TC 465 "Construction".

3 Adopted by the Interstate Council for Standardization, Metrology and Certification (Minutes N 46-2014 of December 5, 2014).

For the adoption of the vote:

					Приложение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		101

The short name of the country on MK (ISO 3166) 004-97	Country code for MK (ISO 3166) 004-97	Abbreviated name of the state construction management body
Azerbaijan	AZ	Azstandard
Armenia	AM	Ministry of Economy of the Republic of Armenia
Kazakhstan	KZ	State Standard of the Republic of Kazakhstan
Kyrgyzstan	KG	Kyrgyzstandard
Russia	RU	Rosstandart
Uzbekistan	UZ	Uzstandard
Tajikistan	TJ	Tajikstandard

4 By order of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology of December 12, 2014 N 2030-st, the interstate standard GOST 21.609-2014 was put into effect as the national standard of the Russian Federation from July 1, 2015.

Application area

This standard establishes the composition and rules for the implementation of the working documentation of internal gas supply systems for buildings and structures for various purposes [4].

1.3. New branch of the gas pipeline "Bukhara gas-bearing region - Tashkent - Bishkek - Almaty"

The new branch of the gas pipeline "Tashkent - Bishkek - Almaty" will provide uninterrupted gas supply to the entire northern Kyrgyzstan.

According to the company, in the framework of the investment program, Gazprom Kyrgyzstan undertook a full-scale construction and reconstruction of the Bukhara gas-bearing area — Tashkent-Bishkek-Almaty — gas line I and II.

					Приложение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		102



Picture 1. Construction of the main gas pipeline in the north of Kyrgyzstan

The key gas pipeline, originated in the Bukhara region of Uzbekistan and passed through the territory of Kazakhstan and Kyrgyzstan, is of key importance for the entire Central Asian region.



Picture 2. Gas supply scheme for the North of Kyrgyzstan

					Приложение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		103

“The new branch of the Tashkent-Bishkek-Almaty gas pipeline will provide uninterrupted gas supply not only to the north of Kyrgyzstan, but also to Almaty and Taldy-Kurgan regions of Kazakhstan. The construction plan entered the active implementation phase in August 2016. About 300 people and 150 units of specialized equipment are involved in the implementation of this socially significant project - an unprecedented construction for the present times. The construction and commissioning of a gas pipeline with a capacity of 1.7 billion m³ / year will make it possible to increase the transmission capacity of the gas transmission system in the north of Kyrgyzstan by almost 2 times to 3.7 billion m³ / year.

“This will significantly improve the reliability of gas supply and create a powerful impetus for the successful economic development of the territories.

As part of this project, a gas lateral was constructed at the Sokuluk MDS (main distribution system) with a diameter of 108 mm and a length of 1208.52 km from the tie-in point to the existing BGR-TBA II block of the DN700 mm II stage in the area of 1065 km to the designed Sokuluk MDS.

The facility is designed for uninterrupted transit of natural gas in the amount of 450 thousand m³ / hour at a pressure of 5.4 MPa.

For the state economy - this is more than a significant event. Such a large-scale gasification project is being held for the first time in the history of the republic” [5].

1.4. General scheme of gas supply and gasification of the Kyrgyz Republic until 2030

The general gas supply and gasification scheme of the Kyrgyz Republic is a research work in which the main aspect is to determine the possible directions of development of the republican gas supply and gas distribution system to ensure existing and prospective gas consumers.

Subject to the implementation of the provisions of the General Scheme, gasification of about 400 settlements and more than 845 thousand apartments and households is planned; the length of inter-settlement gas pipelines can reach almost

					Приложение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		104

2,750 km, distribution pipelines in settlements is more than 4,400 km. At the same time, the level of gasification of the republic can reach 60%. Moreover, these indicators can be adjusted according to the results of design and survey, construction and installation works, as well as when adjusting the General Scheme.

In accordance with the general scheme developed in the Chui, Talas, Jalal-Abad, Osh and Batken oblasts, as well as in Bishkek and Osh, the option of network gasification is proposed, i.e. construction and reconstruction of gas pipelines, gas pipelines, outlets and MDS to existing and prospective gas consumers. Autonomous gasification is envisaged in Issyk-Kul, Naryn and partially Batken oblasts.

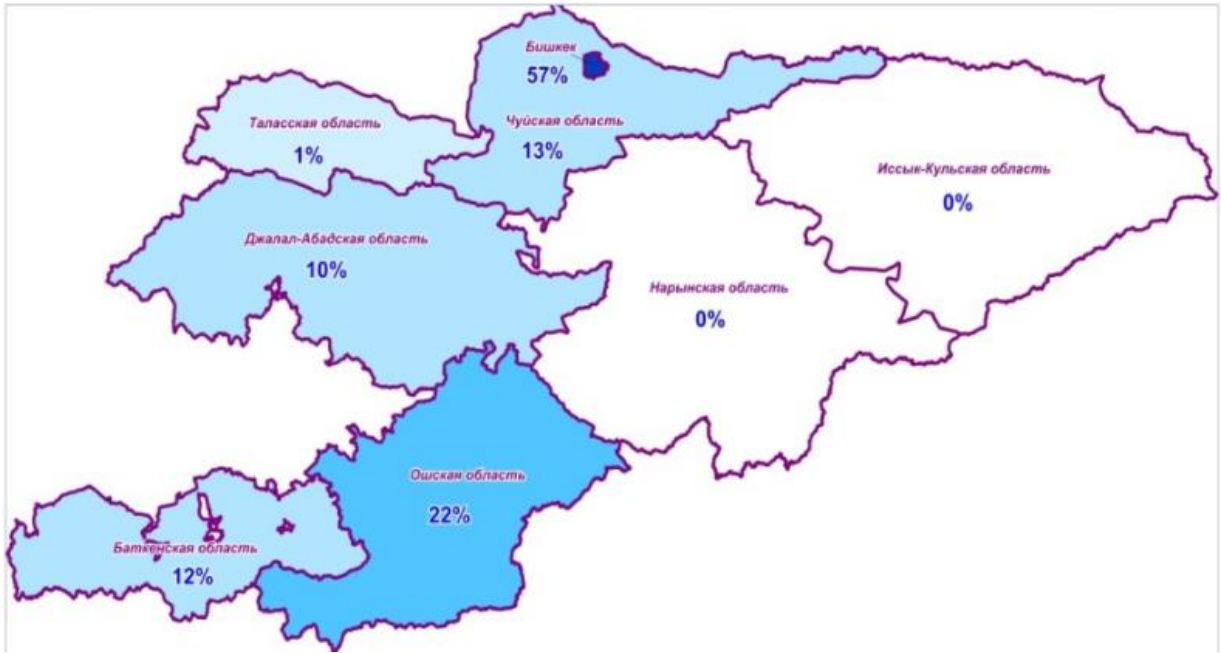
In general, the General Scheme offers the implementation of the following activities:

- Reconstruction of sections of the gas pipeline Bukhara gas-bearing region - Tashkent-Bishkek-Alma-Ata (MG BGR-TBA) and the Sokuluk compressor station (KS Sokuluk);
- Construction of the North-South gas pipeline is the main direction for ensuring gas supply to the south;
- Autonomous gasification of consumers in the Issyk-Kul and Naryn regions using LNG;
- LNG production on four plants. These are Thalass, Kara-Balta, Tokmok and Osh;
- Supply of LNG to 16 stations for reception, storage and regasification (reception, storage, and regasification facility RSRF) in areas where an autonomous gasification scheme is provided;
- Installation of modular units refueling at the gas station;
- Delivery of LNG to RSRF and gas stations - by road;
- Reconstruction of the existing gas distribution stations in accordance with the results of the technical audit, as well as the expected future gas demand;
- Reconstruction of gas distribution facilities based on the results of the audit;
- Reconstruction of four operating gas filling stations.

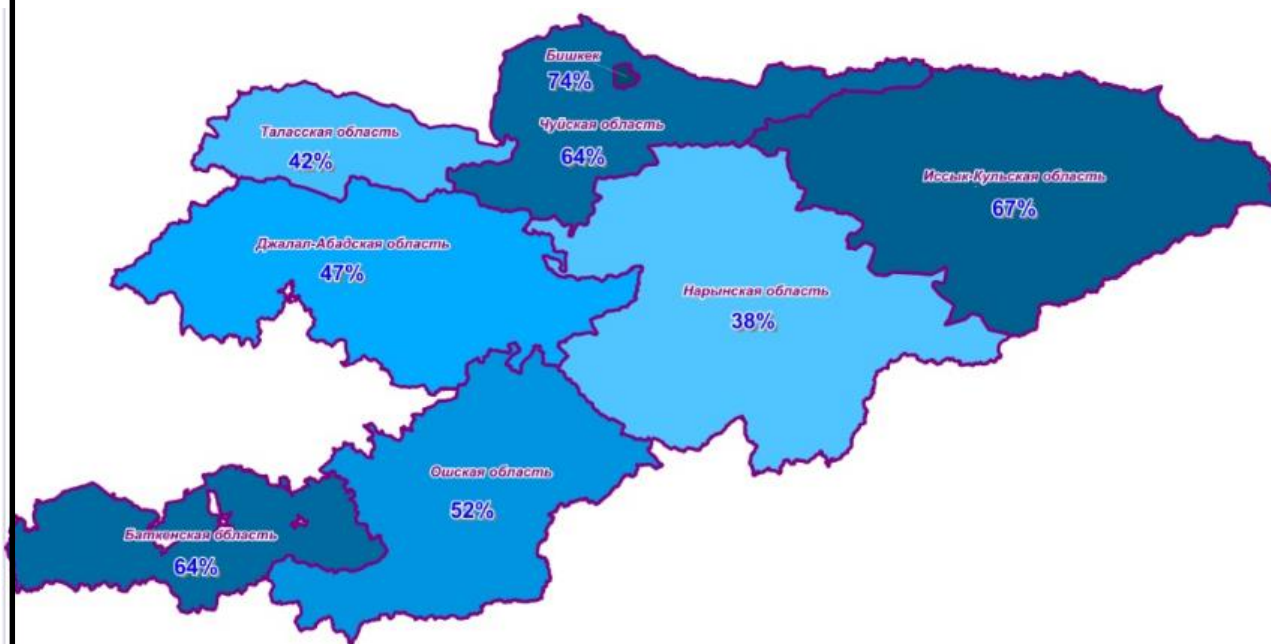
					Приложение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		105

An important stage of the General Scheme is the assessment of prospective gas demand, which takes into account actual and prospective balance sheets for heat, electricity, boiler-furnace and motor types of fuel, which ensures the determination of the rational share of gas in the country's fuel and energy balance. The assessment was made on the basis of the analysis of prices for various types of fuel and their forecast taking into account inter-fuel competition. The requirements for natural gas for the considered perspective are determined in the amount of 1.14 billion cubic meters per year.

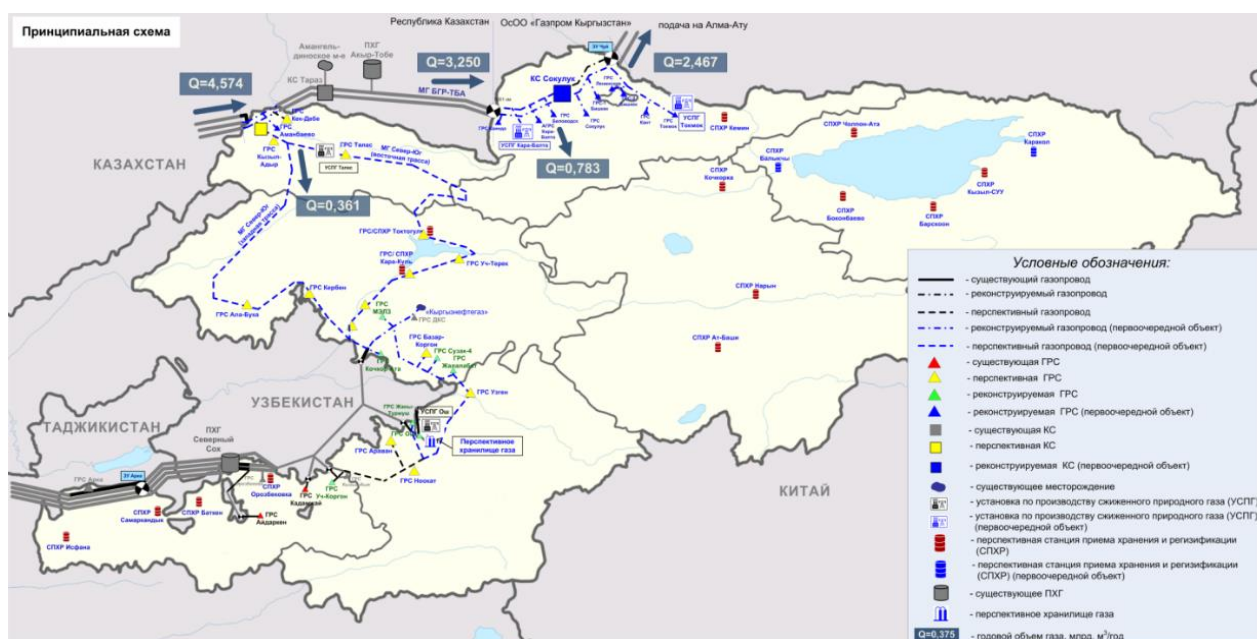
The following figures show the current level of gasification by regions and cities of the Republic, as well as the perspective, provided by the General Scheme [6].



Picture 3. Current level of gasification of the Kyrgyz Republic



Picture 4. Perspective level of gasification



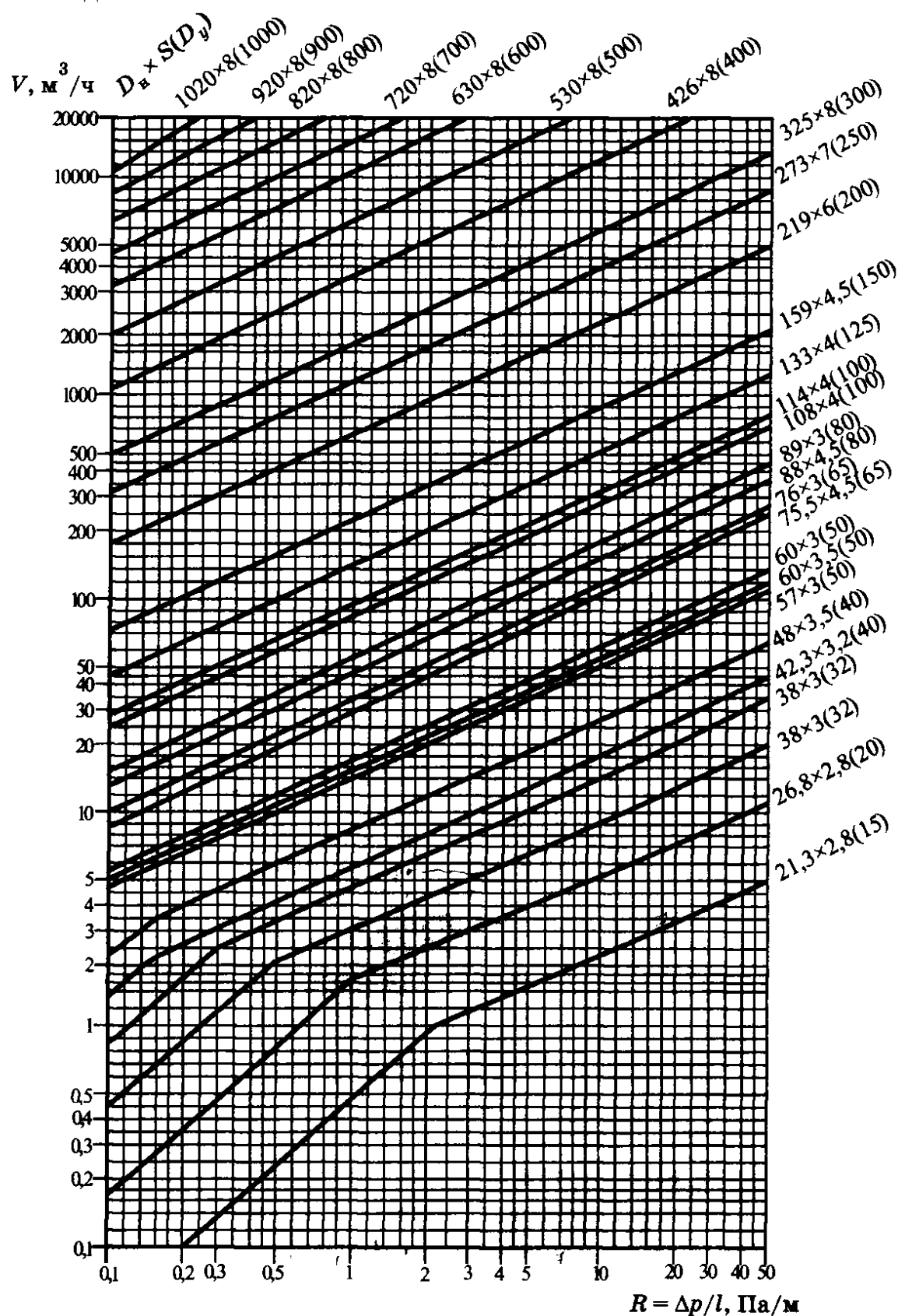
Picture 5. The main directions of development of the gas supply system of the Kyrgyz Republic [6]

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

Приложение Б. Характеристика газоиспользующего оборудования

МОДЕЛЬ			HSG-100SD	HSG-130SD	HSG-160SD	HSG-200SD
Применение			Отопление и горячее водоснабжение			
Тип системы отопления			Со встроенным закрытым расширительным баком			
Тип газа			Природный, либо сжиженный газ			
Тип дымохода			Двойной (коаксиальный) дымоход			
Макс. мощность в режиме отопления			11,6 кВт (10,000 ккал/ч)	15,1 кВт (13,000 ккал/ч)	18,6 кВт (16,000 ккал/ч)	23,3 кВт (20,000 ккал/ч)
Диапазон регулировки мощности в режиме отопления			7,0кВт~11,6кВт	10,5кВт~15,1кВт	10,5кВт~18,6кВт	10,5кВт~23,3кВт
Макс. мощность в режиме ГВС			18,6кВт (16,000 ккал/ч)	18,6кВт (16,000 ккал/ч)	23,3 кВт (20,000 ккал/ч)	
Диапазон регулировки мощности в режиме ГВС			7,0 кВт~18,6 кВт	10,5кВт~18,6 кВт	10,5 кВт~23,3 кВт	
Производительность по ГВС	При dT 25	10,7 л/мин.			13,3 л/мин.	
	При dT 40	6,7 л/мин.			8,3 л/мин	
Минимальное давление воды на входе			0,2 бар			
Давление газа (номинальное / минимальное)			10 ~ 25 мбар			
Макс. расход газа	Отопл.	Сжиж. газ	1,0кг/ч	1,33кг/ч	1,67кг/ч	2,1 кг/ч
		Прир. газ	1,14м3/ч	1,52м3/ч	1,90м3/ч	2,4 м3/ч
	ГВС	Сжиж. газ	1,67кг/ч			2,1 кг/ч.
		Прир. газ	1,90м3/ч			2,4 м3/ч
КПД(%)			91%	91%	91%	91 %
Электропитание			220В, 50Гц			
Потребляемая мощность			110Вт	100Вт	105Вт	
Размеры			490 x 626 x 242мм			
Вес			26кг	27 кг		
Диаметры			Воздуховодов (нар.) :110мм / Дымоход(нар.) : 80мм			
Диаметры подключения трубопроводов	Газ		1/2"			
	Холодная вода и ГВС		1/2"			
	Отопление		3/4"			
Системы обеспечения безопасности и надежности			Высокая огнестойкость корпуса, двойная защита от замерзания, система защиты от задувания, система перезапуска котла, система защиты вентилятора, защита от залипания ротора насоса, защита от закипания, тройная защита от перегрева, датчик утечки газа			
Аксессуары			Выносной комнатный пульт управления, монтажная планка, магнитный сетчатый фильтр			

Приложение В. Номограмма для определения диаметров газопроводов низкого давления



Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

Приложение

Лис

109