МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Кафедра Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение

Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело

Оценка
_____

«____»_____20__ г.
_____
(подпись секретаря ГЭК)

«К защите»
Заведующий кафедрой
профессор, д.т.н. Короленок А.М.
_____
«____»_____20__ г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему Газоснабжение всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус – Безенги».

Руководитель проекта

профессор, д.т.н. Короленок А. М.
(должность, степень, фамилия, инициалы)
_____
(подпись)

Консультант по разделу_____
_____
(должность, степень, фамилия, инициалы, подпись)

Студент гр. ТН-13-01

Маликов Дмитрий Валерьевич
(фамилия, имя, отчество)

_____
(подпись)

_____
(дата)

Москва 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина

Факультет Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Кафедра Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение

Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело **Группа** ТН-13-01

ЗАДАНИЕ
на дипломный проект

Студент Маликов Дмитрий Валерьевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема дипломного проекта:

Газоснабжение всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус – Безенги».

Время выполнения проекта с 01.03 **по** 15.05 **2017 г.**

Руководитель дипломного проекта профессор, к.т.н. Дяченко И.Ф.,
(фамилия, инициалы, должность, степень, место работы)

Тема дипломного проекта и руководитель утверждены
приказом № _____ от «___» _____ 20__ г.

Консультант по разделу _____
(фамилия, инициалы, должность, степень, место работы)

Консультант по разделу _____
(фамилия, инициалы, должность, степень, место работы)

Место выполнения проекта

г. Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Заведующий
кафедрой профессор, д.т.н. Короленок А.М. **«___» _____ 20__ г.**

Задание принял к исполнению « 1 **»** марта **2017 г.**

_____
(подпись студента)

1. Содержание задания

Задание: Газоснабжение всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус – Безенги». Для выполнения задания были поставлены следующие задачи:

1) Составить характеристику объекта строительства.
2) Определить воздействие объекта на окружающую среду.
3) Разработать действия по экологическому мониторингу в зоне влияния проектируемого газопровода
4) Расчет вместимости нового резервуарного парка. Выбор резервуаров.
5) Расчет газораспределительные системы.

2. Исходные данные к проекту

Условный диаметр газопровода-отвода **273 мм**
Давление в точке врезки и магистральный газопровод **6,2 МПа.**
Категория трубопровода **3**
Расчетный температурный перепад **5˚С**
Температура на глубине прокладке трубопровода **4˚С**
Протяженность газопровода-отвода **450 м**.
ГРП-1 – 21218,5 $м^3$/ч
ГРП-2 – 50,0$м^3$/ч
ГРП-3 – 460,7 $м^3$/ч
ГРП-4 – 845,73 $м^3$/ч
ГРП-5 – 914,5 $м^3$/ч
ГРП-6 – 2994,98 $м^3$/ч
ГРП-7– 2275,63 $м^3$/ч
ГРП-8 – 2533,47 $м^3$/ч
ГРП-9 – 1979,46 $м^3$/ч

3. Перечень графического материала

Глава 1: таблиц – 9; рисунков – 4
Приложения: рисунков – 8

Подпись консультанта _____

4. Рекомендуемая исходная литература

1. 2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
3. СНиП 42-01-2002. «Газораспределительные системы», Москва, Госстрой России 2004.
4. Проектирование и эксплуатация газораспределительных систем / Босюк О.С., Орехова И.В. Учебное пособие по дипломному и курсовому проектированию. М., 2009.
5. Газовые сети и газохранилища. /Общ.ред. проф. Прохорова А.Д. – М., 2004, – 359с.
6. Федорова Л.Я., Васильев Г.Г. и др. Газонаполнительные и газораспределительные станции. Изд. «Вектор Бук», Тюмень, 2003.

Подпись руководителя дипломного проекта _____

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ПО РАЗДЕЛАМ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

№ п/п	Перечень разделов работы	Срок выполнения	Отметки о выполнении
1	Выбор темы, составление плана дипломной работы	01.02.2017 – 28.02.2017	
2	Анализ научной и научно-технической литературы	1.03.2017 – 31.03.2017	
3	Выполнение раздела «Характеристика местоположения объекта строительства»	1.04.2017 – 10.04.2017	
4	Выполнение раздела «Воздействие объекта на окружающую среду»	11.04.2017 – 25.04.2017	
5	Выполнение раздела «Предложения по экологическому мониторингу в зоне влияния проектируемого газопровода»	26.04.2017 – 10.05.2017	
6	Выполнение раздела «Расчет газораспределительные системы »	11.05.2017 – 23.05.2017	
7	Выполнение графической части	23.05.2017 - 26.05.2017	
8	Окончательное оформление работы	26.05.2017 – 31.05.2017	
9	Защита	2.06.2017	

Составлен «_27_» ___мая___ 2017 г.

_____ _____

(Подпись руководителя) (Подпись студента)

Оглавление

Введение

1. Характеристика местоположения объекта строительства

1.1 Состояния воздушного бассейна в районе прохождения трассы

1.2 Гидросфера, состояние поверхностных водных объектов, гидрологические характеристики залегания подземных вод

2. Воздействие объекта на окружающую среду

2.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух в период страительства

2.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух в период эксплуатации

2.3 Объем выбросов при перемещении песка и грунта

2.4 Объем выбросов при производстве окрасочных работ

2.5 Шумовая нагрузка на строительной площадке

2.6 Характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ

2.7 Расчет категории опасности предприятия

2.8 Воздействие объекта на подземные и поверхностные воды

2.8.1 Водоохранные зоны

2.8.2 Водопотребление

2.8.3 Водоотведение

2.8.4 Охранная зона газопровода

2.9 Воздействие объекта на растительный и животный мир

2.10 Воздействие объекта при аварийных ситуациях

2.10.1 Идентификация опасности

2.10.2 Аварийная ситуация с разрывом газопрвода

2.10.3 Мероприятие по предотвращению и ликвидации аварий

3. Предложения по экологическому мониторингу в зоне влияния проектируемого газопровода

3.1 Мероприятия по защите атмосферного воздуха

3.1.1 Мероприятия по защите атмосферного воздуха при строительстве обьекта

3.1.2 Мероприятие по защите от шума на строительной площадке

3.1.3 Мероприятия по защите атмосферного воздуха от загрязнения промышленными выбросами при эксплуатации

3.1.4 Мероприятие по регулированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий

3.1.5 Организация контроля за выбросами при эксплуатации объекта

3.2 Мероприятие по охране водной среды

3.2.1 Мероприятие по охране водной среды при строительстве

3.2.2 Мероприятие по охране водной среды при эксплуатации

4. Расчет газораспределительные системы

4.1 Механический расчет трубопровода

4.2 Физические свойства природного газа

4.3 Расчет давления на входе в ГРС

4.4Расчет тупиковой разветвленной сети среднего давления
4.5Выбор регулятора давления
4.6Подбор предохранительных клапанов
4.7Графическая часть
Заключение
Литература

Анатация.

Выбор этой темы возник по причине экономической целесообразности, улучшение технических, технологических возможностей и безусловно расширение туристического кластера этого региона.

Всесезонный туристско-рекреационный комплекс (ВТРК) Эльбрус – Безенги позволит бесперебойно обеспечить газом д. Эльбрус, д. Юсенги, д. Чегет, д. Чипер – Азау. Увеличивая зону газопотребления данного района, модно заложить в условия модернизации газораспределительной станции (ГРС) Тырныауз – 2.

Для этого я выполнил с экономической точки зрения гидравлический расчет, механический расчет трубопроводов, рассчитал необходимое оборудование, которое будет эксплуатироваться в дальнейшем.

Особое внимание уделяется экологическим вопросам при строитеьстве, при вводе и эксплуатации газопровода.

Значение всесезонного туристско-рекреационного комплекса (ВТРК) возрастает в связи привлечением отечественного туризма. Туризм – эффективное средство потребление людей в отдыхе, а региону экономическое подспорье. Во многих странах мира – это наиболее высокодоходная отрасль экономики. Необходимо освоение новых, современных ВТРК с транспортной доступностью, инженерной и социальной инфраструктурой.

Поэтому газификация удалённых населенных пунктов является острой необходимостью, для обеспечения теплом обьектов туристической напрвленности.

Газоснабжение деревень “Чегет”, “Чипер-Азау ”, “Элббрус ”, “Юсенги ” позволит расширить туристические возможности Кабардино-Балкарской республики, тем самым снять многие вопросы трудоустройства населения, его занятости и благополучия.

Введение.

В работе предполагается рассмотреть комплекс мероприятий по обеспечению газоснабжением сетевым природным газом объектов всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус-Безенги» с учетом газификации населенных пунктов, расположенных вдоль трассы газопровода.

Общие сведения о курорте «Эльбрус-Безенги»

Объекты ВТРК «Эльбрус-Безенги» располагаются на территории Чегемского и Эльбрусского районов Кабардино-Балкарской Республики.

Курорт «Эльбрус-Безенги» состоит из 4 туристических деревень – «Чегет», «Чипер-Азау», «Эльбрус», «Юсеньги».

Перспективная потребность в газе.

По видам потребления тепла на площадке существует четыре основных группы нагрузок: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение (далее ГВС), бытовое потребление (стирка белья в номерном фонде, пополнение бассейнов, необходимость поддержания температуры воды в бассейнах в пределах 28÷30 °С).

Для теплоснабжения коттеджей предусматривается установка автоматизированных напольных чугунных котлов с чугунными теплообменниками и газовыми атмосферными горелками предварительного смешивания.

Для теплоснабжения крупных зданий (апартаменты, отели, помещения персонала, объекты инфраструктуры) предполагается использовать комбинированный централизованный источник тепловой энергии в деревне. Для покрытия части нагрузки используется тепловая энергия, утилизируемая при работе электрогенерирующего оборудования (когенератор на базе газопоршневых машин). Недостающее количество тепловой энергии предлагается получать от газовых водогрейных котлов.

Таблица1 – Перспективные объемы газопотребления туристических деревень ВТРК «Эльбрус-Безенги»

№ п/п	Наименование деревни ВТРК «Эльбрус-Безенги»	Объем газопотребления	
		Часовой, $м^3$	Годовой, млн. $м^3$
3	Чегет	2 275,63	5,38
4	Чипер- Азау	2 533,47	5,99
5	Эльбрус	1 979,46	4,68
6	Юсеньги	2 994,98	7,09
ВСЕГО:		9 783,54	23,14

Поселок Эльбрус расположен в эльбруском растоне кабалдино – балкарии. На обоих берегах реки Баксан. Дальних пор Эльбрус наиболее высокая вершина центральной части Большого Кавказа, привлекает туристов всего мира.

Деревня Чегет в горах Кавказа. Гора Чегет находится чуть ближе к поселкам и имеет очень интересный для горнолыжного катания склоны. Протяженность трассы различных степеней сложности, комфортная температура , много солнца

Чипер-Азау. Первый горный перевал через главный кавказский хребет ущелье Азау (на севере) и верховья Ненскры (на юге). Чипер - Азау

Существующие и перспективные потребители по населенному пункту Эльбрусского района

По каждому населенному пункту района определены перспективные объемы роста газопотребления в соответствии с разработанными предложениями по вовлечению природного газа в топливно-энергетический баланс. Проведены расчеты объемов максимального часового и годового потребления газа, учитывающие основные особенности сезонного газопотребления и прогноз спроса на другие виды энергоресурсов.

Расчетная потребность в природном газе определена по следующим направлениям использования:

- на индивидуально-бытовые и коммунальные нужды, исходя из количества газоснабжаемых квартир и укрупненных норм расхода газа на эти нужды;
- на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, исходя из количества и средней площади (строительного объема) газоснабжаемых квартир и общественных зданий на основе теплотехнических расчетов или применяемых газовых приборов с учетом действующих нормативных документов.

Современное состояние газоснабжения и газификации Эльбрусского района

В настоящее время источниками газоснабжения потребителей районов являются ГРС Былым, ГРС Тырнауз, основные технические характеристики ГРС сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики ГРС

Наименование ГРС	Проектное выходное давление на ГРС, МПа	Производительность ГРС, тыс.м^3/час		Загрузка ГРС, %	
		Проектная (макс.)	Фактическая (макс.)	максимальная	среднегодовая
ГРС Былым	0,3	3	1,11	32	0,3
ГРС Тырнауз	0,6	51	9,5	19,1	3,5

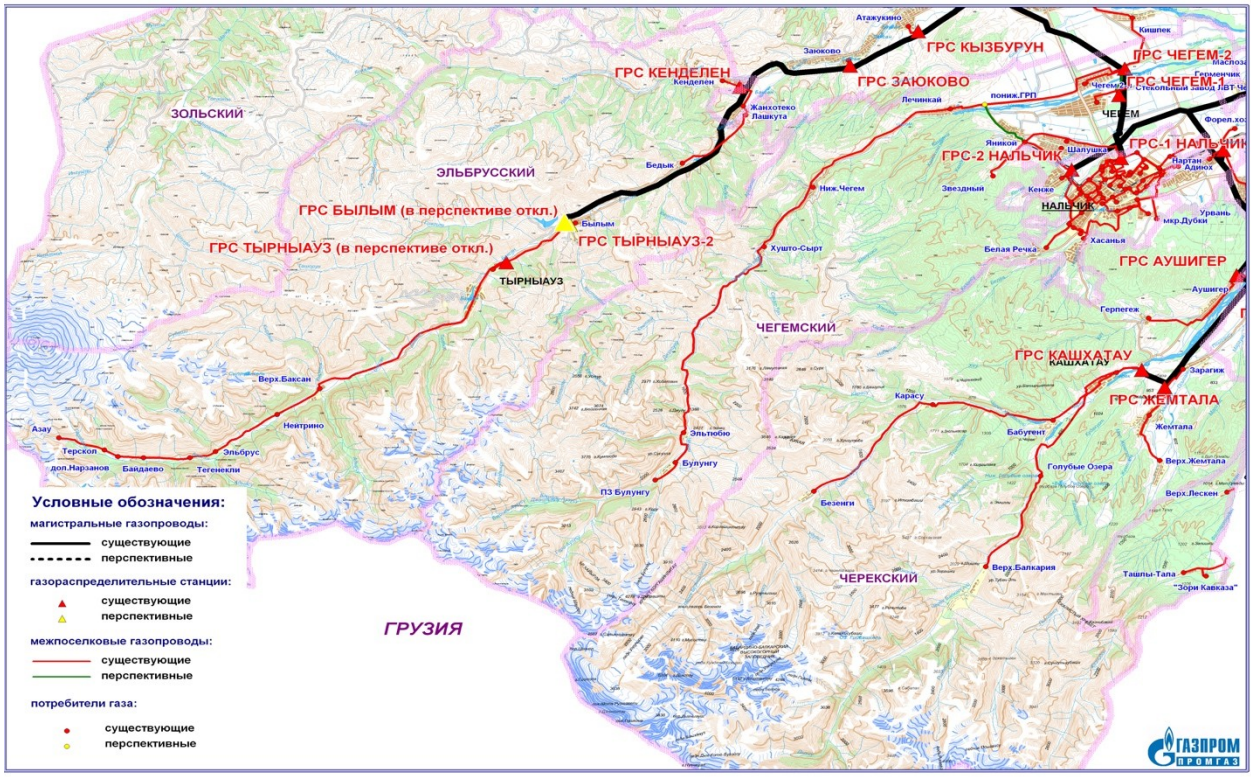


Рисунок 1 газоснабжения и газификации ВТРК «Эльбрус-Безенги»

Деревни «Чегет», «Чипер-Азау», «Эльбрус», «Юсеньги»

Для обеспечения газоснабжением туристических деревень «Чегет», «Чипер-Азау», «Эльбрус», «Юсеньги» необходимо предусмотреть проведение следующих мероприятий.

1. Строительство газопровода-отвода и ГРС Тырнауз-2;

(Сталь Д 273х6 – 0,45 км), (ГРС Тырнауз-2 Qрасч.=36,7 тыс.м^3/час, Рвых.=1,2/0,3МПа).

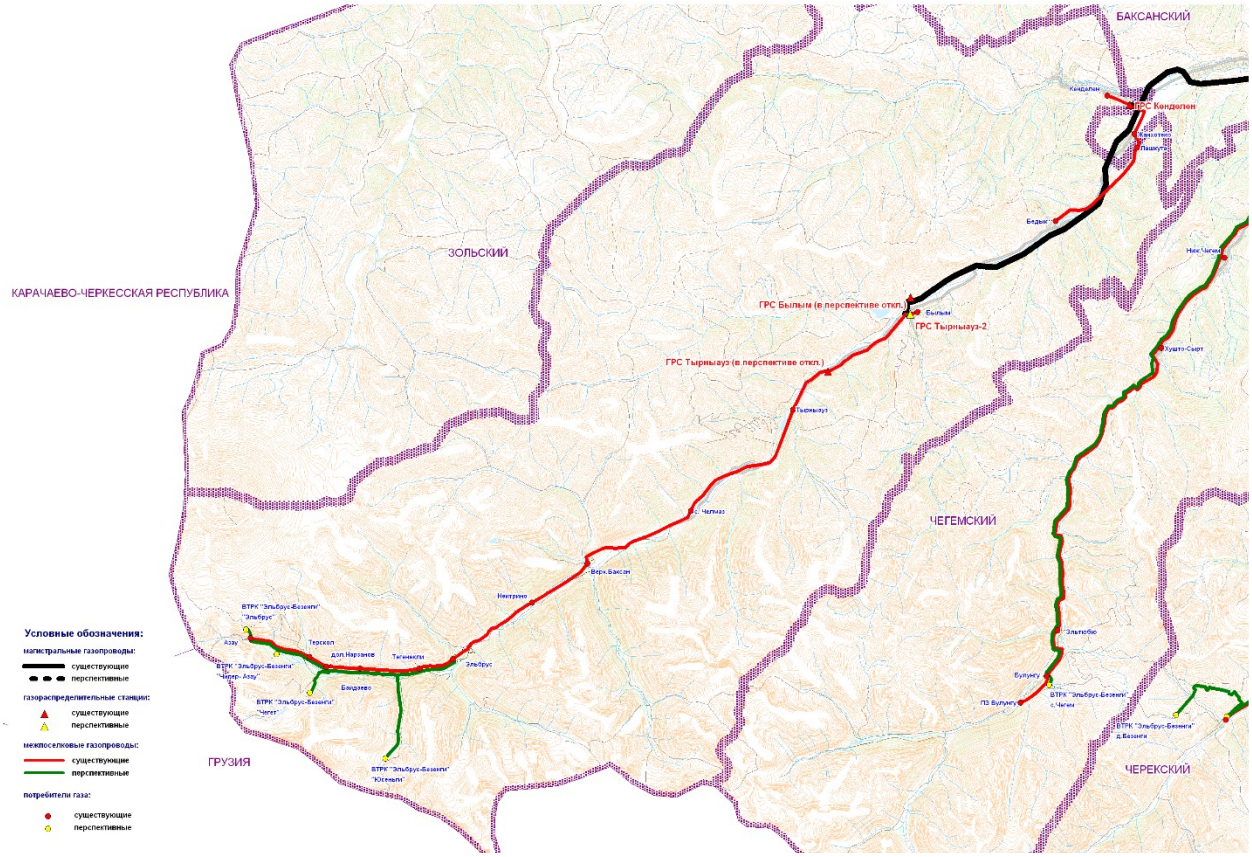
Протяженность газопровода, его диаметр, и производительность ГРС будут уточнены на стадии разработки проектной документации с учетом материалов инженерных изысканий.

2. Строительство межпоселкового газопровода Эльбрус – Азау, с отводами ВТРК «Эльбрус-Безенги» - д.Юсеньги, д.Чегет, д.Чипер-Азау и д.Эльбрус.

Общая протяженность – 26,03 км, из них:

- Предусмотрена установка 4 ГРП.

Схема газоснабжения представлена на Рисунке 2



Гидравлический расчет сети газораспределения

Гидравлический расчет выполнен в соответствии с СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002», СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» и СТО 2-2.1-411-2010 «Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов давлением от 0,5 МПа до 1,2 МПа из полиэтиленовых труб».

Диаметры перспективных межпоселковых газопроводов определены гидравлическим расчетом из условия обеспечения газоснабжения всех

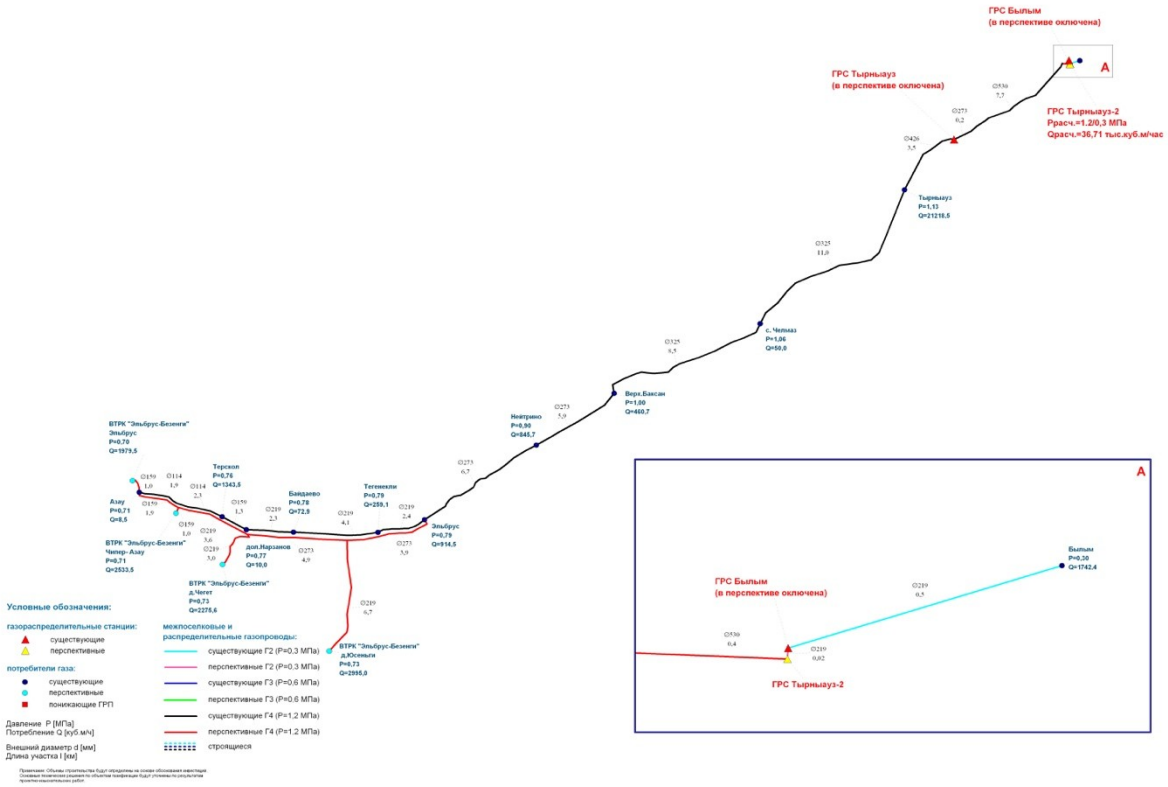
потребителей в часы максимального потребления газа при допустимых перепадах давления.

Гидравлический расчет и оптимизация параметров проектируемых газопроводов выполнены с использованием программного обеспечения ПК «АРС» (гос. рег. №2011618549), разработанного специалистами ОАО «Газпром промгаз».

Расчетное давление газа для перспективных потребителей (населенных пунктов) на входе в ГРП принималось не ниже 0,65 МПа в сетях высокого давления первой категории.

Максимально допустимые скорости газа в надземных газопроводах принимались не более 25 м/с в сетях высокого давления.

Результаты вариантов гидравлического расчета межпоселковых газопроводов представлены в виде схем на Рисункае 3



Общие требования к газопроводу

Магистральный газопровод–отвод

Выбор труб для строительства линейной части газопровода выполнен на основании:

- «Инструкции по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-2.1-131-2007;
- сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью;
- климатических условий района строительства и условия эксплуатации газопровода.

Качество труб должно соответствовать требованиям СНиП 2.05.06-85*.

Трубы соединяются с помощью сварки. Методы и технология сварки определяются согласно требованиям СТО Газпром 2-2.2-136-2007 часть 1.

Объемы, способы и контроль качества сварных соединений устанавливаются в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006 с изменением 1.

Предельные отклонения по наружному диаметру для труб плюс 2,0 мм.

Кривизна труб не должна превышать 1,0 мм на 1 м длины трубы.

Овальность торцов труб не должна выводить их размеры за пределы отклонения по наружному диаметру.

Монтажные узлы обвязки кранов изготавливаются в базовых условиях из унифицированных монтажных заготовок и поставляются комплектно на площадки крановых узлов.

Ограждение площадок крановых узлов предусматривается из сетки ССЦП типа «ЗГР-500» с заглублением полотна ограждения на глубину не менее 0.5 м с устройством по низу трубной обвязки. Высота ограждения 2.0-2.5 м. Для усиления верха ограждения от перелаза устанавливается козырек из спирали АКП на кронштейнах.

На ограждениях площадок крановых узлов устанавливаются знаки: «Газ! Вход запрещен», «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить» и информационные таблички с указанием эксплуатирующей организации. На колонках продувочных свечей устанавливается знак «Осторожно! Газ» и информационная табличка с указанием эксплуатирующей организации.

Предусмотрено применение соединительных деталей, изготовленных и испытанных в заводских условиях в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* и СНиП III-42-80*.

Повороты линейной части газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнены упругим изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов.

Изоляция профильных изделий деталей монтажных узлов в подземной части предусматривается антикоррозионным покрытием.

Надземные поверхности кранов, трубопроводов, продувочных и вытяжных свеч, ограждений крановых узлов покрываются специальным составом в 2 слоя с последующим нанесением цветных опознавательных колец согласно ГОСТ 14207-69.

Конструкция изоляционного покрытия и его качество должно соответствовать ГОСТ 9.602 – 2005 и ГОСТ Р 51164-98.

Контроль качества изоляционных работ должен осуществляться пооперационно в процессе очистки, грунтовки и нанесения изоляционного покрытия в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*, ВСН 008-88 и ВСН 012-88.

Расстояние от оси подземного газопровода до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений, предусмотрены строго согласно таблице. 4 СНиП 2.05.06-85.

Переходы газопроводом-отводом через автомобильные дороги выполняются с устройством защитного кожуха из труб большего диаметра по ГОСТ 10705-80/ГОСТ 10704-91 с трехслойной заводской изоляцией усиленного типа по ТУ 1394-015-05757848.

Концы защитного кожуха герметизируются резиновыми манжетами.

Концы кожуха на переходах через автомобильные дороги выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Газопровод на переходах через автодороги в пределах расстояния 25 м по обе стороны от подошвы насыпи отнесен к I категории.

На переходах газопровода через автодороги III категории категория газопровода на расстоянии 50 м по обе стороны от подошвы земляного полотна в соответствии с таблицей 2 СТО Газпром 2-2-1.1-249-2008.

Глубина заложения газопровода на переходах через региональные автомобильные дороги в пределах полосы отвода, в соответствии с требованиями технических условий Главного Управления автомобильных дорог принять не менее 1.5 м от верха защитного кожуха до верха покрытия. Пересечение предусматривается под углом 90^0 методом продавливания или горизонтально направленного бурения. По обеим сторонам пересекаемой дороги предусматривается установка знаков «Остановка запрещена!» и «Осторожно газопровод!».

Дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, устанавливает организация, эксплуатирующая дорогу, по требованию организации, эксплуатирующей газопровод, и согласованию с ГИБДД РФ.

При пересечении проектируемого газопровода с грунтовыми дорогами открытым способом предусмотреть укладку ж/б плит:

- по верху автомобильной дороги на длине 10 м в обе стороны от оси газопровода;
- над участками газопровода на длине 10 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна. На этих участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м над верхней образующей трубы и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.

Изоляция сварных стыков труб газопровода и защитных кожухов, гнутых отводов предусматривается термоусаживающимися манжетами.

Необходимо предусмотреть подземную прокладку газопровода, с укладкой преимущественно параллельно рельефу местности.

Перед началом строительства трассу газопровода подлежит расчистить от лесорастительности, кустарника и других насаждений.

До начала производства основных строительно-монтажных работ по трассе газопровода выполнить срезку плодородного слоя на площади, занимаемой траншеей и отвалами, для использования его в последующем для восстановления (рекультивации) нарушенных сельскохозяйственных угодий.

Размеры и профили траншеи принять в зависимости от группы разработки грунтов, их влажности, типов землеройных машин и других факторов.

Ширина траншеи по дну для газопровода принять не менее значений в соответствии с п.5.3 СНиП 2.05.06-85*.

На участках кривых вставок из отводов машинного гнутья ширина траншеи принимается в 2 раза больше, чем на прямолинейных участках, при этом расширение производится в обе стороны от оси кривой вставки.

В целях обеспечения прочности и продольной устойчивости газопровода в процессе эксплуатации проектом предусмотреть ограничение по температуре замыкания трубы в нитку (не менее - 20°С, не более + 30°С), обеспечивающее расчетный температурный перепад между температурой эксплуатации и температурой замыкания.

Для придания устойчивости газопроводу против всплытия на обводненных участках, предусмотрено его закрепление на проектных отметках утяжелителями.

Расчет балластировки газопровода выполняется из условий устойчивости против всплытия и с учетом общей устойчивости газопровода в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* и ВСН 39-1.9-003-98.

Смонтированный, уложенный в траншею и засыпанный грунтом газопровод подвергается промывке водой с пропуском поршней разделителей, перемещающихся под давлением потока воды.

После промывки водой газопровод подвергается гидравлическому испытанию на прочность давлением не менее 1,1 Рраб. в верхней точке и герметичность давлением Рисп. .= Рраб.

При гидравлическом испытании газопровода величина максимального испытательного давления в нижней точке не должна превышать заводского испытательного давления принятых проектом труб и соединительных деталей.

Эта величина подлежит уточнению при разработке ППР на испытание, с учетом фактически уложенных труб.

Перед сбросом испытательной, а особенно промывочной воды на рельеф ее надлежит очистить от строительного мусора, взвешенных частиц и других нерастворимых загрязнений. Для этого в проекте предусмотрена механическая очистка ее - отстой в земляных амбарах, объем которых соответствует объему промывочной воды.

В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-354-2009 и ВСН 011-88 перед испытанием газопровода должны быть выполнены предварительные гидравлические испытания на прочность следующих участков:

- крановые узлы до врезки в газопровод;

- участки газопроводов I категории на переходах через автодороги подвергаются предварительному гидравлическому испытанию на прочность после укладки до засыпки;
- участки газопровода I категории на переходах через реки, сооружаемые методом ННБ, испытываются в 2 этапа: 1 этап - перед протаскиванием в скважину, 2 этап - после протаскивания;
- узлы запуска и приема очистных устройств, прилегающие участки газопровода I категории подвергаются предварительному гидравлическому. После испытания газопровода на прочность из него должна быть полностью удалена вода. Полное удаление воды после испытания должно производиться не менее, чем трехкратной продувкой газопровода воздухом с пропуском поршней-разделителей.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды должна быть в пределах 3-10 км/час.

Результаты удаления воды из газопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел из газопровода не разрушенным.

В число контрольных мероприятий перед приемкой газопровода в эксплуатацию включена внутритрубная дефектоскопия. Пропуск дефектоскопа производится после полной очистки полости газопровода от воды и прохождения шаблона.

Выявленные дефекты ликвидируются в установленном порядке с последующим контролем сварных стыков методом радиографирования. Повторные гидравлические испытания при этом не производятся.

Для предотвращения коррозии газопровода и образовании в нем гидратов, проектом предусматривается осушка полости газопровода после проведения гидроиспытаний. В этих целях используется воздух, осушаемый в адсорбционных установках до точки росы по влаге минус 40^0 С.

Испытание газопровода на прочность и осушка внутренней полости газопровода от влаги после проведения гидравлических испытаний осуществляется в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-354-2009, ВСН 011-88 «Очистка полости и испытание», согласно «Перечня требований к порядку организации и завершения работ по проведению гидравлических испытаний при реконструкции, ремонте и строительстве объектов добычи и транспорта газа» утв. Зам. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 11.12.2004г.

После осушки газопровода и заполнения его газом производится контроль герметичности газопровода лазерной установкой поиска утечек газа.

Кроме очистки газопровода установка камер приема-запуска позволяет проводить диагностическое обследование трубопроводов, пропуская по нему различные дефектоскопические устройства.

Линейная часть газопровода является сложной транспортной системой большой протяженности, для определения фактического состояния которой,

необходимы регулярные наблюдения не только за телом газопровода, что производится с помощью интеллектуальных снарядов дефектоскопов, запускаемых внутри трубопровода, но и за природно-климатическими явлениями и технологическими режимами перекачки.

Перед обследованием газопровода дефектоскопом производится запуск очистных и калибровочных поршней по «Инструкциям по проведению внутритрубной дефектоскопии», разработанным эксплуатирующей организацией по каждому участку запуска приема индивидуально.

Выявленные дефекты ликвидируются в установленном порядке с последующим контролем сварных стыков методом радиографирования.

Межпоселковый газопровод

Прокладка распределительных сетей предусматривается в соответствии с требованиями Технических регламентов «О безопасности зданий и сооружений» и «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», свода правил – СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» (Актуализированная версия)» и рекомендациями, содержащимися в ведомственных документах Госстроя Российской Федерации под шифрами: СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газопроводов из металлических и полиэтиленовых труб», СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» (для стальных труб) и СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов» (для полиэтиленовых труб).

Прокладка газопроводов преимущественно подземная на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра.

При прокладке газопроводов на пахотных землях глубину заложения рекомендуется принимать не менее 1,0 м до верха газопровода.

На оползневых и подверженных эрозии участках прокладка газопроводов предусматривается на глубину не менее 0,5 м ниже:

- для оползневых участков - зеркала скольжения;
- для участков, подверженных эрозии - границы прогнозируемого размыва.

При прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 200% в проекте предусматриваются мероприятия по предотвращению размыва засыпки траншеи: устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов (обетонирование, шпунтовое ограждение и т.п.), нагорных канав, обвалования или другие мероприятия для отвода поверхностных вод от трассы газопровода. Выбор способа защиты определяется в каждом конкретном случае, исходя из инженерно-геологических, топографических и гидрогеологических условий местности.

При наличии вблизи охранной зоны трассы газопровода растущих оврагов и провалов, карстов и т.п., которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию газопроводов, рекомендуется предусматривать мероприятия по предотвращению их развития.

Для строительства используются:

Стальные трубы, изготовленные по ГОСТ 10704-91 (ГОСТ 10705-80) или другим техническим условиям, рекомендованным к использованию, в зависимости от температуры эксплуатации, таблицами 2 СП 42-102-2004. Толщина стенки трубы должна быть не менее 3 мм. Стальные подземные газопроводы должны быть защищены средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Соединение длинномерных труб производиться при помощи деталей с закладными нагревателями (ЗН), мерные трубы соединяются сваркой встык с использованием сварочной техники средней или высокой степени автоматизации. Углы поворота трассы выполняются свободным изгибом с радиусом не менее 25 диаметров трубы или при помощи литых отводов. В качестве соединительных деталей используются литые фасонные изделия (отводы, переходы, тройники, заглушки) по ГОСТ Р 52779 с коэффициентом запаса прочности не менее 2.0.

При необходимости, по результатам расчетов на всплытие, следует произвести балластировку трубопровода. Отметка верха газопровода (балласта, футеровки) должна быть не менее чем на 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные реки - на 1,0 м ниже прогнозируемого профиля дна на срок 25 лет

При пересечении несудоходных водных преград допускается прокладывать подводные газопроводы, изготовленные из труб с балластным покрытием в защитной оболочке заводского изготовления, без заглубления в дно, при условии подтверждения их пригодности для указанных целей в установленном порядке.

При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более подводные переходы следует предусматривать, как правило, в две нитки.

Для подводных газопроводов, предназначенных для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню ГВВ 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней, а также горных рек и водных преград с неустойчивым дном и берегами, рекомендуется прокладка второй нитки.

Запорную арматуру следует размещать на расстоянии не менее 10 м от границ перехода или участков, подверженных эрозии или оползням. За границу перехода принимают места пересечения газопроводом горизонта высоких вод с 10 %-ной обеспеченностью.

В случаях необходимости размещения отключающих устройств на подтопляемых участках при небольшой продолжительности подтопления (до 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления (до 0,5 м) высота их установки принимается на 0,5 м выше прогнозируемой отметки подтопления за счет устройства специальных площадок, насыпей и т.д. В этих случаях необходимо предусматривать мероприятия по обеспечению доступа обслуживающего персонала к отключающим устройствам во время подъема воды (отсыпка грунтовых подходов, плавсредства и т.д.).

Пересечения с железнодорожными и автомобильными дорогами - прокладка газопроводов при пересечении железных и автомобильных дорог I-IV категорий производиться подземно, в футлярах, стальных или неметаллических (полиэтиленовые, как правило, из труб по ГОСТ 18599-2001). Футляры должны удовлетворять условиям прочности и долговечности. На одном конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Стальной футляр должен быть защищен от разрушения средствами ЭХЗ

Концы футляров при пересечении газопроводов железных дорог общего пользования следует выводить на расстояния от них не менее установленных СНиП 32-01-95 «Железные дороги колеи 1520 мм». При прокладке межпоселковых газопроводов в стесненных условиях и газопроводов на территории поселений разрешается сокращение этого расстояния до 10 м при условии установки на одном конце футляра вытяжной свечи с устройством для отбора проб, выведенной на расстояние не менее 50 м от края земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках).

При пересечении подземными газопроводами концы футляров должны располагаться на расстоянии:

- не менее 2 м от подошвы земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках), внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий;
- не менее 2 м от бордюра, обочины, подошвы откоса насыпи автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог;
- не менее 3 м от края водоотводных сооружений (кювета, канавы, резерва).

В других случаях концы футляров должны располагаться на расстоянии:

- не менее 2 м от крайнего рельса внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий, а также от края проезжей части улиц;
- не менее 3 м от края водоотводного сооружения дорог (кювета, канавы, резерва) но не менее 2 м от подошвы насыпей.

Расстояния по горизонтали от мест пересечения подземными газопроводами трамвайных и железнодорожных путей, автомобильных дорог, магистральных улиц и дорог должны быть, не менее:

- до мостов и тоннелей на железных дорогах общих сетей и внешних железнодорожных подъездных путях предприятий, трамвайных путях, автомобильных дорогах категорий I - III, магистральных улиц и дорог, а также до пешеходных мостов, тоннелей через них – 30 м, а для внутренних подъездных железнодорожных путей предприятий, автомобильных дорог категорий IV – V и труб – 15 м;
- до зоны стрелочного перевода (начала остряков, хвоста крестовин, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей и других пересечений пути) – 4 м для трамвайных путей и 20 м – для железных дорог;

- до опор контактной сети – 3 м.

Допускается сокращение указанных выше расстояний по согласованию с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения.

При пересечении газопроводами железнодорожных линий общего пользования колеи 1520 мм глубина укладки газопровода должна соответствовать СНиП 32-01-95.

В остальных случаях глубина укладки газопровода от подошвы рельса или верха покрытия дороги, а при наличии насыпи – от ее подошвы до верха футляра должна отвечать требованиям безопасности, но быть не менее:

- при производстве работ открытым способом - 1,0 м;
- при производстве работ методом продавливания или наклонно-направленного бурения и щитовой проходки- 1,5 м;
- при производстве работ методом прокола - 2,5 м.

Толщина стенок труб стального газопровода при пересечении ими железных дорог общего пользования должна быть на 2-3 мм больше расчетной, но не менее 5 мм на расстояниях по 50 м в каждую сторону от края земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках).

Для полиэтиленовых газопроводов на участках пересечений с железными и автомобильными дорогами I – III категорий, магистральных улиц и дорог должны применяться трубы и соединительные детали с SDR не более SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях поселений и городских округов, и не менее 2,0 - для межпоселковых газопроводов.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на переходах через железные и автомобильные дороги, следует размещать:

- на тупиковых газопроводах - не далее 1000 м от перехода (по ходу газа);
- на кольцевых газопроводах - по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1000 м от перехода.

Контроль качества сварных стыковых соединений

Сварные стыки стальных газопроводов проверяются радиографическим или ультразвуковым методами.

Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов проверяются только ультразвуковым методом. Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов, выполненные с использованием ручной сварочной техники, проверяются в том же объеме, как для стальных газопроводов.

Объем проверки сварных стыков следующий:

- 100% от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, при прокладке газопроводов в футляре (для стальных и полиэтиленовых газопроводов).

для стальных газопроводов

- 100% от общего числа стыков труб, сваренных каждым сварщиком на объекте, при прокладке:

- газопроводов в особых условиях, а также на переходах через водные и естественные преграды;
- газопроводов давлением свыше 0,3 МПа при прокладке в поселениях;
- подземных газопроводов всех давлений, прокладываемых под магистральными дорогами и улицами с капитальными типами дорожных одежд, а также на переходах через водные преграды во всех случаях прокладки газопроводов в футляре (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемого сооружения).
- подземные газопроводы всех давлений при пересечении с коммуникационными коллекторами, каналами, тоннелями (в пределах пересечений и по одному стыку в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений
- надземных газопроводов всех давлений на участках переходов через автомобильные категорий I-III, магистральные дороги и улицы и естественные преграды, а также по мостам и путепроводам.
- 20% от общего числа стыков труб, сваренных каждым сварщиком на объекте, при прокладке газопроводов вне поселений за пределами их перспективной застройки;

Испытания газопроводов

При производстве испытаний газопроводов на герметичность испытательное давление:

для стальных газопроводов

- изолированных битумными мастиками или полимерными лентами составляет 0,75 МПа. при рабочем давлении от 0,3 до 0,6 МПа,
- изолированных экструдированным полиэтиленом составляет 1,5 МПа при рабочем давлении от 0,3 до 0,6 МПа,
- независимо от типа изоляции составляет 1,5 МПа при рабочем давлении от 0,6 до 1,2 МПа.

Продолжительность испытания – 24 часа. Максимальная протяженность газопровода для проведения испытаний выбирается в зависимости от диаметра газопровода и класса точности манометра, в соответствии с рекомендациями СП 42-101-2003.

Защита стальных газопроводов

Для защиты от атмосферной коррозии надземные стальные газопроводы окрашиваются в два слоя эмалями желтого цвета (ПФ-115 ГОСТ 6465-76, ПФ-133 ГОСТ 926-82, ПФ-1126 ТУ6-10-1540-78) по грунтовке (ГФ-021 ГОСТ 25129-82, ПФ-020 ГОСТ 18186-79, ГФ-0142 ТУ6-10-1698-78).

В грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности при отсутствии блуждающих токов стальные подземные газопроводы защищаются изоляционными покрытиями «весьма усиленного типа» (допускается применение покрытий из экструдированного полиэтилена «усиленного типа» с обязательным применением электрохимической защиты (ЭХЗ)); в грунтах высокой коррозионной агрессивности или при наличии опасного влияния

блуждающих токов – защитными покрытиями «весьма усиленного типа» с обязательным применением средств ЭХЗ.

ЭХЗ стальных вставок на полиэтиленовых газопроводах длиной не более 10 м на линейной части и участков соединений полиэтиленовых газопроводов со стальными вводами в дома (при наличии на вводе электроизолирующих соединений) разрешается не предусматривать. При этом засыпка траншеи в той ее части, где проложена стальная вставка, по всей глубине заменяется на песчаную.

Стальные футляры трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями при бестраншейной прокладке (прокол, продавливание и другие технологии, разрешенные к применению) должны быть, как правило, защищены средствами ЭХЗ, при прокладке открытым способом – изоляционными покрытиями и ЭХЗ. В качестве футляров рекомендуется использовать трубы с внутренним защитным покрытием. При защите трубы и футляра средствами ЭХЗ труба и футляр соединяются через регулируемую перемычку.

Проектом ЭХЗ должна быть, как правило, предусмотрена установка стационарных контрольно-измерительных пунктов (КИПов) с интервалом не более 200 м в пределах поселения и не более 500 м вне пределов поселения.

В первую очередь такие КИПы устанавливаются:

- в пунктах подключения дренажного кабеля к трубопроводу;
- в концах заданных зон защиты;
- в местах максимального сближения трубопровода с анодным заземлителем.

Рекомендуется также установка КИПов:

- в местах пересечения трубопровода с рельсами электрифицированного транспорта;
- у одного конца футляров длиной не более 20 м и у обоих концов футляров длиной более 20 м.

С целью обеспечения эффективности ЭХЗ трубопроводов в проекте предусматривается установка электроизолирующих соединений (электроизолирующих фланцев, муфт, вставок, сгонов и др.).

Установку электроизолирующих соединений предусматривают:

- на входе и выходе газопровода из земли (на участках перехода подземного газопровода в надземный разрешается вместо установки электроизолирующих соединений применять электрическую изоляцию газопроводов от опор и конструкций изолирующими прокладками);
- на входе и выходе газопроводов из ГРП (ШРП);
- на вводе трубопроводов в здания, где возможен их электрический контакт с землей через заземленные металлические конструкции, инженерные коммуникации здания и нулевой провод электропроводки здания;

- на вводе трубопровода на объект, являющийся источником блуждающих токов;
- для электрической изоляции отдельных участков стального газопровода от остального трубопровода.

Для защиты подземных стальных газопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими токами, применяют дренажную защиту (поляризованные или усиленные дренажи).

В тех случаях, когда включением электродренажей не удается обеспечить защиту газопровода в пределах опасной зоны и на отдельных участках остаются анодные или знакопеременные зоны, то в комплексе с электродренажами (или вместо них) применяют катодные установки. При значительном удалении трассы газопровода от источника блуждающих токов, а также в случае прокладки газопроводов в грунтах высокой коррозионной агрессивности применяют катодную защиту.

Протекторную защиту подземных стальных сооружений в основном применяют при опасности почвенной коррозии. При защите от коррозии блуждающими токами протекторы применяют при средних значениях анодных потенциалов на сооружении до + 0,3 В и оборудуют вентильными устройствами.

Протекторы используют в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м, устанавливая их на глубине не менее 1 м ниже границы промерзания грунта.

Протекторную защиту осуществляют с одиночной или групповой расстановкой протекторов. Схему расстановки протекторов выбирают с учетом технико-экономических показателей для данного сооружения.

Располагать протекторы на расстоянии ближе 3 м от защищаемого сооружения не рекомендуется, так как это может привести к повреждению изоляционного покрытия солями растворяющегося протектора. Допускается применение протяженных протекторов. Как правило, протектор располагают на расстоянии 4 - 5 м от газопровода.

В случае прокладки газопроводов в одной траншее или в разных траншеях с разносом не более 5 м допускается предусматривать электроперемычки из изолированных стальных полос (с изоляцией не ниже изоляции газопровода). Разъемные соединения выводятся под люк.

Для присоединения к подземным стальным газопроводам кабелей от электрозащитных установок используют контактные устройства (КУ). Контактное устройство может быть выполнено в колодце, в колонке или в ковере согласно существующим типовым чертежам. При необходимости подключения кабеля от электрозащитной установки к подземному участку стального газопровода может быть использовано типовое решение по соединению кабеля с газопроводом.

В случаях подключений к газопроводам, проложенным под дорогами и проездами с интенсивным движением транспорта, контактные устройства рекомендуется выносить за их пределы.

Электроизолирующие соединения (ЭИС) устанавливаются в зоне действия электрохимической защиты. Основное назначение электроизолирующих соединений заключается в ликвидации нерегулируемых контактов стального газопроводов с другими заземленными коммуникациями и конструкциями.

Установку электроизолирующих соединений предусматривают преимущественно на надземных участках стального газопроводов вблизи места выхода их из земли, как правило, после отключающего устройства. Высота установки электроизолирующего соединения выбирается по технологическим условиям прокладки газопровода.

В качестве основных материалов для формирования защитных покрытий стальных подземных газопроводов установлены: полиэтилен, полиэтиленовые липкие ленты, термоусаживающиеся полиэтиленовые ленты, битумные и битумно-полимерные мастики, наплавляемые битумно-полимерные материалы, полимерно-битумные ленты, композиции на основе хлорсульфированного полиэтилена, полиэфирных смол и полиуретанов. Применяемые материалы и покрытия на их основе должны соответствовать требованиям Технических условий и иметь сертификаты качества или технические паспорта.

Наиболее прогрессивным покрытием для труб диаметром от 57 до 2020 мм является покрытие из экструдированного полиэтилена, нанесённое на трубу по жёсткому адгезиву.

Покрытие из полиэтиленовых липких лент отечественного и зарубежного производства, наносится на трубы диаметром от 45 до 530 мм.

Структура покрытия весьма усиленного типа включает два слоя полиэтиленовой липкой ленты толщиной 0,63 мм, нанесённой по специальной битумно – полимерной грунтовке, и наружную обёртку из обёрточной полиэтиленовой ленты с липким слоем.

Газорегуляторные пункты

Для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети предусматривают:

- блочные газорегуляторные пункты заводского изготовления в зданиях контейнерного типа (ГРПБ)
- шкафные газорегуляторные пункты (ШРП).

ГРПБ размещается отдельно стоящими.

ШРП размещают:

- на отдельно стоящих опорах (независимо от входного давления)
- наружных стенах зданий, для газоснабжения которых они предназначены (при давлении газа не более 0,6 МПа).

Расстояния от отдельно стоящих ШРП ГРПБ до зданий и сооружений должны быть:

- при входном давлении газа до 0,6 МПа - не менее 10 м до зданий, сооружений и железнодорожных путей и не менее 5 м до обочины автомобильных дорог.

- при входном давлении газа свыше 0,6 МПа - не менее 15 м до зданий, сооружений и железнодорожных путей и не менее 8 м до обочины автомобильных дорог.

По надежности электроснабжения ГРПБ населенных пунктов следует относить к 3-ей категории, а ГРПБ промышленных предприятий - по основному производству.

Молниезащита ШРП, ГРПБ должна отвечать требованиям, предъявляемым к объектам II категории молниезащиты. С помощью стержневого молниеотвода производиться защита ШРП, ГРПБ от прямых ударов молнии, а от вторичных проявлений молнии - присоединением газопроводов на входе и выходе из ШРП ГРПБ к контуру защитного заземления.

Площадка под ШРП, ГРПБ ограждается в пределах охранной зоны (по периметру) металлической сеткой высотой 1,6 м.

Охранная зона газораспределительных сетей

Газораспределительные сети включают в себя межпоселковые газопроводы, распределительные и газопроводы-вводы с установленной на них арматурой, отдельностоящие ГРПШ, переходы газопроводов через автомобильные дороги.

В целях обеспечения сохранности распределительных газопроводов и газопроводов-вводов, с установленной на них арматурой, создания нормальных условий их эксплуатации, предотвращения аварий и несчастных случаев, согласно «Правил охраны газораспределительных сетей», утвержденных Постановлением РФ от 20 ноября 2000 г., устанавливается охранная зона.

Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:

- вдоль трасс наружных газопроводов - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода;
- вокруг отдельно стоящих ГРПШ – в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 м от границ ГРПШ.
- вдоль трасс межпоселковых газопроводов, проходящих по лесам и древесно-кустарниковой растительности, - в виде просек шириной 6 метров, по 3 метра с каждой стороны газопровода. Для надземных участков газопроводов расстояние от деревьев до трубопровода должно быть не менее высоты деревьев в течение всего срока эксплуатации газопровода.

Любые работы в охранных зонах газораспределительных сетей производят при строгом выполнении требований по сохранности вскрываемых сетей и других инженерных коммуникаций, а также по осуществлению безопасного проезда специального транспорта и перехода пешеходов.

На земельные участки, входящие в охранные зоны газораспределительных сетей, в целях предупреждения их повреждения или

нарушения условий их нормальной эксплуатации налагаются ограничения, которыми запрещается:

- строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;
- разрушать земляные и иные сооружения, предохраняющие газораспределительные сети от разрушений;
- перемещать, повреждать, засыпать и уничтожать устройства газораспределительных сетей;
- устраивать свалки и склады, разливать растворы кислот, солей, щелочей и других химически активных веществ;
- огораживать и перегораживать охранные зоны, препятствовать доступу персонала эксплуатационных организаций к газораспределительным сетям, проведению обслуживания и устранению повреждений газораспределительных сетей;
- разводить огонь и размещать источники огня;
- рыть погреба, копать и обрабатывать почву сельскохозяйственными и мелиоративными орудиями и механизмами на глубину более 0,3 м.;
- открывать калитки и двери газорегуляторных пунктов;
- набрасывать, приставлять и привязывать к опорам и надземным газопроводам, ограждениям и зданиям газораспределительных сетей посторонние предметы, лестницы, влезать на них;
- самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

Организации и частые лица, получившие разрешение на ведение работ в охранной зоне газопровода, обязаны выполнить их с соблюдением мероприятий по его сохранности.

Организации, выполняющие работы, которые вызовут необходимость переустройства газопровода или защиту его от повреждений, обязаны выполнить работы с соблюдением требований «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» за счет своих средств по согласованию с организацией, в собственности которой находится данный газопровод.

Плановые работы и реконструкции газопровода, проходящего по территории землепользователя, производятся по согласованию с ним.

Работы по предотвращению, ликвидации аварий или ликвидации их последствий на газопроводе производятся в любое время без согласования с землепользователем, с обязательным уведомлением его о производимых работах.

Юридические и физические лица, виновные в нарушении «Правил охраны газораспределительных сетей», а также функционирования газораспределительных сетей, привлекаются к ответственности в порядке, установленном законодательством РФ.

1. Характеристика местоположения объекта строительства

Проектируемый объект находится на территории Кабардино-Балкарской Республики в пределах муниципальных районов: Черекский, Чегемский и Эльбрусский.

Кабардино-Балкарская Республика входит в состав Северо-Кавказского федерального округа Российской Федерации. Образована 1 сентября 1921 г. На севере граничит со Ставропольским краем, на востоке и юго-востоке – с Республикой Северная Осетия-Алания. На юге – с Республикой Грузия. На западе – с Карачаево-Черкесской Республикой. Протяжённость с севера на юг – 100, с запада на восток – 175 км. Территория республики занимает площадь в 12,5 тыс. кв. км.

В составе республики 100 муниципальных образований (на 1 января 2011 г.) в т. ч.: муниципальных районов – 10 (Рисунок 1.1), городских округов – 3, городских поселений – 7, сельских поселений – 112. Крупные города: Нальчик (столица), Прохладный, Баксан. Население на 1 января 2012 года – 859,1 тыс. чел. Плотность населения – 68,7 чел./км², доля городского населения – 54,3%.

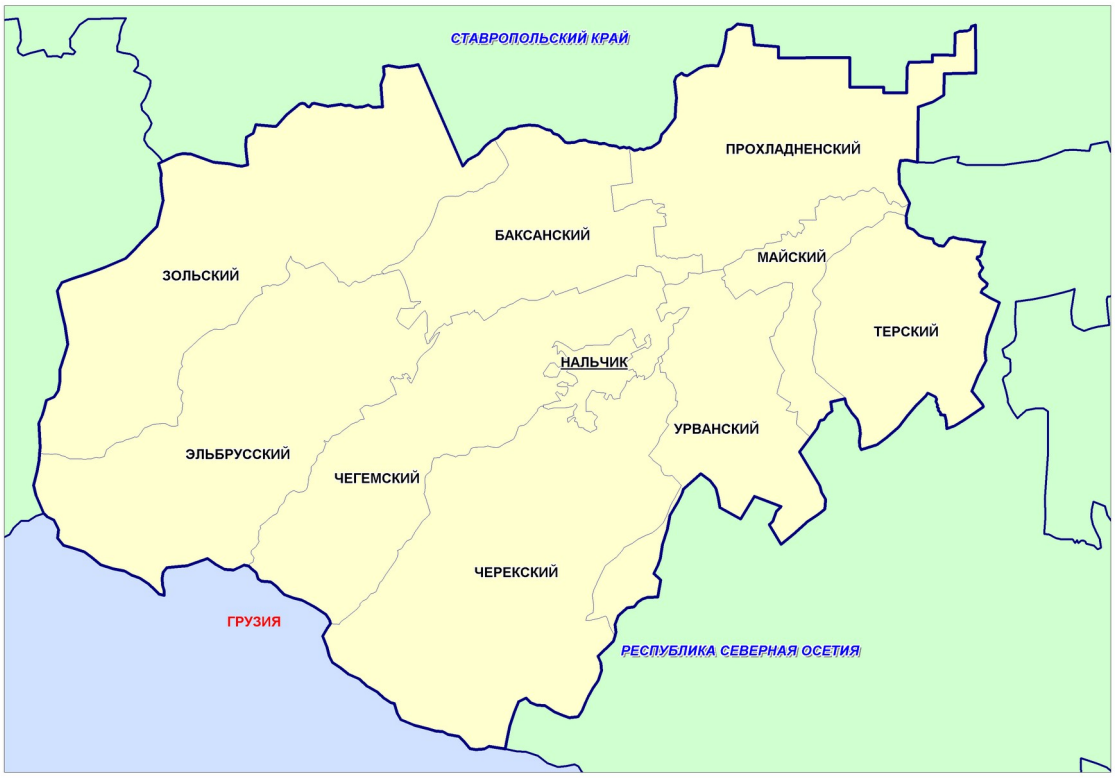


Рисунок 4 – Карта-схема административного деления Кабардино-Балкарской Республики.

Эльбрусский район расположен в юго-западной части КБР и граничит: на севере – с Баксанским районом, на западе – Зольским районом, на востоке – Чегемским районом КБР и на юге – Республикой Грузия. Район вытянут вдоль долины реки Баксан (Баксанского ущелья) с юго-запада на северо-восток на расстояние 75 км. Все населенные пункты расположены в долине реки Баксан. Территория района занимает 1,85 кв. км. Численность постоянного населения составляет около 35,2 тыс. человек. На территории района имеется 9 муниципальных образований. Административный центр – г. Тырныауз,

который расположен в 100 км от столицы республики г. Нальчика. В составе района 7 административно-территориальных единиц.

1.1 Состояния воздушного бассейна в районе прохождения трассы

Территория Кабардино-Балкарии характеризуется большим разнообразием *климата,* зависящим от нескольких абиотических факторов: географического расположения, рельефа местности, направления господствующих ветров, влияния Кавказских гор. Республика, отгороженная с юга и юго-запада горами Большого Кавказа, открыта с севера и северо-запада для свободного вторжения холодных воздушных масс из Арктики. Горный рельеф вызывает высотную зональность климата, особенно ярко выраженную в высокогорной области Центрального Кавказа. Как и весь Северный Кавказ, Кабардино-Балкарская Республика находится в южной части умеренного климатического пояса. По сочетанию тепла и влаги она расположена в двух климатических областях: в Предкавказье и Высокогорном Кавказе. Расположенная в относительно низких южных широтах (между $42^0$51' и $44^0$01' северной широты), территория республики получает значительные суммы солнечной радиацией, что определяет обилие солнечного света и тепла. Максимальные суммы радиации поступают в мае – июле при наибольших высотах солнца и продолжительности дня. По условиям теплообеспеченности и условиям увлажнения можно выделить типы климатов:

- континентальный (степная зона, северо-восточная часть);
- умеренно – континентальный (предгорная часть);
- высокогорный (горная часть).

Для климата Кабардинской равнины по сравнению с другими районами характерны наиболее яркие признаки континентальности. Зима умеренно холодная, малоснежная, преимущественно с пасмурной погодой; средняя температура января −4°С. Весна тёплая, с сильными сухими восточными ветрами. Лето продолжительное, жаркое, сухое; средняя температура июля +23°С. Осень тёплая, во второй половине преобладает пасмурная погода. Осадков выпадает около 500 мм в год.

Для климата низкогорно-среднегорной полосы характерны обилие тепла и солнца, умеренная относительная влажность. Зима мягкая, малоснежная, с неустойчивым снежным покровом; средняя температура января около −2°С. Весна ранняя, с обильными осадками. Лето продолжительное, жаркое, сухое, с большим числом солнечных дней; средняя температура августа +20°С. Осень тёплая, сухая. Осадков выпадает около 580 мм в год, главным образом весной и в начале лета.

Из-за сильного охлаждающего влияния Главного Кавказского и Бокового хребтов климат высокогорья более сухой и холодный, здесь характерно большое количество осадков (до 2000 мм в год и более). Среднегодовая температура воздуха низкая (+2,8 – -9,8°С). Холодный период характеризуется устойчивой отрицательной температурой, которая устанавливается с начала ноября по май на высотах 2000-3000 м над у. м., с октября по июнь выше 3000 м над у. м Зима холодная; средняя температура января-февраля до −12°С

и ниже. Лето прохладное; средняя температура июля-августа +4°С. Относительная влажность максимальная летом, минимальная зимой. Число часов солнечного сияния 1849 в год.

Климат района Северной депрессии – умеренно холодный и сухой; предгорной части – умеренно теплый и влажный; равнинной части – умеренно теплый и сухой.

Из-за разности температур в высокогорьях, в долинах и ущельях возникают горно-долинные ветры, а на хребтах – бризы, дующие в утренние часы вверх по ущелью, а с обеда – в обратном направлении. Если зимой часты фены – теплые ветры, проникающие из Закавказья, – тогда зима мягкая, теплая. Резкое потепление зимой вызывает массовый сход снежных лавин, приводящий к гибели высокогорных животных, лесной растительности. В юго-восточных районах (Баксан-Урух) ветры – явление редкое, а на равнине (Малая Кабарда) они почти постоянны, достигая скорости 5-7 м/сек. На общее изменение температуры и влажности воздуха с высотой накладывается изменение циркуляции воздуха в высоких слоях атмосферы. В горах, начиная с высоты примерно 2000 м, ведущая роль принадлежит западному переносу воздуха.

На Кавказе до 3000-3200 м происходит постепенное увеличение осадков. Далее среднегодовое количество осадков уменьшается. Эта закономерность наблюдается на Главном Кавказском и на Боковом хребтах. Область, лежащая к югу от Бокового хребта, относится к зоне умеренного увлажнения, к северу – незначительного, в особенности в условиях Северной депрессии, окрестностей Верхнего Чегема, Мухола, Безенги, Былыма, Актопрака, Сукан-Су, Хызны-Су, расположенных у подножия Скалистого хребта. Больше всего осадков выпадает в п. Терскол, расположенном на высоте 1870 м. Меньше всего осадков выпадает в Безенги, Былыме, расположенных в зоне малых суммарных осадков, в пределах аридных котловин.

В летний период часто дожди носят локальный характер, достигая местами критерия опасного явления. Повторяемость очень сильных дождей в июне 1 раз в 9 лет, сильных ливней – 1 раз в 47 лет. При выпадении интенсивных осадков вероятен массовый сход селей, обвалов и оползней.

Климатические характеристики для Кабардино-Балкарской Республики приводятся в таблицах 2.1 – 2.3 по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

Таблица 3 – Климатические параметры холодного периода года

№ п/п	Параметры			Величина
1	Температура воздуха наиболее холодных суток, ºС, обеспеченностью		0,98	-24
			0,92	-21
2	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, ºС, обеспеченностью		0,98	-20
			0,92	-18
3	Температура воздуха, ºС, обеспеченностью 0,94			-9
4	Абсолютная минимальная температура воздуха, ºС,			-31
5	Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, ºС, период со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 ºС	Продолжительность	86
			Средняя температура	-2,5
		≤ 8 ºС	Продолжительность	168
			Средняя температура	0,6
6	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %			86
7	Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 час наиболее холодного месяца, %			81
8	Количество осадков за ноябрь-март, мм			136
9	Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль			ЮЗ
10	Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь м/с			2,5
11	Средняя скорость ветра м/с за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 ˚С			1,8

Таблица 4 – Климатические параметры тёплого периода года

№ п/п	Параметры	Величина
1	Барометрическое давление, гПа	970
2	Температура воздуха, ºС, обеспеченностью 0,95	24,6
3	Температура воздуха, ºС, обеспеченностью 0,98	28,6
4	Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, ºС	27
5	Абсолютная максимальная температура воздуха, ºС	39
6	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, ºС	10,4
7	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	68
8	Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 час наиболее теплого месяца, %	54
9	Количество осадков за апрель-октябрь, мм	505
10	Суточный максимум осадков, мм	-
11	Преобладающее направление ветра за июль-август	ЮЗ
12	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0

Период, в который отмечается промерзание почвы – декабрь-март. Нормативная глубина сезонного промерзания грунта (под оголённой поверхностью), определённая согласно рекомендациям СНиП 2.02-83, составляет: для глин и суглинков 35 см, для супесей и песков мелких пород – 42 см, для песков от средних до гравелистых – 45 см.

Таблица 5 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, ^{0}C

Месяцы												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-4,0	-2,8	1,8	9,5	15,4	19,1	21,6	21,0	16,0	9,4	3,8	-1,3	9,1

1.2. Гидросфера, состояние поверхностных водных объектов, гидрологические характеристики залегания подземных вод

Территория Кабардино-Балкарии обладает достаточно развитой речной сетью. Однако ее густота не везде одинакова: больше в горных районах, меньше в предгорьях и и на равнинах. Общая площадь речных бассейнов составляет 18740 кв. км. Все основные артерии республики относятся к бассейну реки Терек, самой крупной и многоводной в республике.

Рельеф Большого Кавказа и Предкавказья оказывает влияние на направление и характер течения, строения долин рек. Для всех основных рек республики характерны следующие особенности:

– общая направленность с юго-запада на северо-восток (за исключением Терека);

– в верховьях, расположенных в высокогорьях, реки протекают в узких, каньонообразных долинах, имеют значительные уклоны, большую скорость течения;

– сток формируется в высокогорьях;

– выходя на равнины, реки расширяют свои долины, разбиваются на рукава и протоки;

– почти все реки имеют ярко выраженные черты горного типа;

– все основные реки с их многочисленными притоками за исключением р. Золки, относятся к бассейну реки Терек.

Основные источники питания рек КБР – снеговое, ледниковое, дождевое и грунтовое (подземное). По источникам питания выделяют два типа рек:

– смешанные с преобладанием ледникового – Терек, Малка, Черек и их притоки;

– смешанный с преобладанием грунтового – Нальчик, Шалушка, Куркужин, Лескен, Аргудан, Курп, Дейка и другие малые реки.

По водному режиму различают реки с весенне-летним и летним половодьем, связанным с интенсивным таянием снегов и ледников в высокогорьях (все основные реки республики) и паводочным режимом (Нальчик, Урвань, Шалушка и др.). Во время кратковременных ливневых или продолжительных (до нескольких суток) дождей уровень воды в них резко поднимается. Максимум стока наблюдается в июне – августе в период

наиболее интенсивного таяния ледников и выпадения осадков. Годовые минимумы стока приходятся на декабрь – март, период прекращения питания рек поверхностными водами.

2. Воздействия объекта на окружающую среду

2.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух в период строительства

Основным видом воздействия при строительстве газопровода на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ. Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- выбросами загрязняющих веществ с выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания при работе строительной техники;
- выбросами автотранспорта при производстве строительных работ;
- выбросами загрязняющих веществ при проведении электрогазосварочных и газо-резательных работ;
- выбросами загрязняющих веществ при производстве окрасочных и изоляционных работ;
- пыли при перемещении песка и грунта;

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух носят кратковременный характер, не прикреплены к конкретному месту (передвижение по мере прокладки газопровода). Выбросы от техники относятся к низким источникам, их влияние на состояние атмосферного воздуха очень ограничено (максимальные приземные концентрации наблюдаются на расстоянии 11-12 м, что находится в пределах строительной площадки).

Воздействие физических факторов на состояние окружающей среды заключается в шуме, создаваемом техникой на площадке строительства. Источниками шума являются:

- работающая строительно-дорожная техника;
- погрузочно-разгрузочные работы;
- монтажные работы.

2.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух в период эксплуатации

В процессе эксплуатации газопровод не является источником выбросов загрязняющих веществ, т.к. их герметичность проверяется после сборки и сварке проведением 100% контроля сварных стыков и гидравлическим испытанием, а примененные в проекте линейные краны соответствуют ГОСТ 21345-78, согласно которому негерметичность соединений деталей и узлов не допускается.

Основными источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу в проектируемой схеме газоснабжения являются газорегуляторные пункты.

ГРС (ГРСШ) предназначены для редуцирования газа, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и выходного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистка газа от механических примесей.

Технологической схемой газораспределительных пунктов предусматривается установка предохранительных сбросных и запорных клапанов, с целью защиты оборудования в случае повышения давления газа в системе газоснабжения. Сброс газа производиться через свечи продувочных и сбросных трубопроводов, которые выводятся наружу, в места, обеспечивающие безопасные уровни рассеивания газа.

При эксплуатации газорегуляторных пунктов источниками загрязнения атмосферного воздуха являются продувочные свечи в период профилактических работ (залповые выбросы), сбросные свечи в период стравливания газа (залповые выбросы) и система газового обогрева в холодное время года.

При повышении давления газа на 15% в сети газопровода происходит процесс сброса газа, с тем, чтобы давление газа не превысило заданного. При этом в атмосферу через сбросную свечу выделяется метан и этилмеркаптан (одорант).

При проведении профилактических и ремонтных работ на газорегуляторных пунктах производятся операции стравливания газа из оборудования и газопровода и их последующее заполнение и продувка. При этом в атмосферу через сбросную свечу выделяется метан и этилмеркаптан (одорант).

В холодное время газорегуляторный пункт отапливается газом с помощью газового обогревателя. При этом в атмосферу через дымовую трубу отходят продукты горения газа: оксиды азота, оксид углерода.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации газораспределительных пунктов, их предельно допустимые концентрации и класс опасности приведены в таблице 3.1.1.8. Выбросы вредных веществ в атмосферу воздуха при эксплуатации газораспределительных пунктов определены в соответствии с методиками и нормативными документами, на основании анализа проектов аналогов.

Таблица 6 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации одного газораспределительного пункта

Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Характеристика годового и максимального выбросов	
код	наименование	ПДКмр ОБУВ, мг/м³	ПДКсс, мг/м³	Класс опасности	Выброс в целом по предприятию	
					т/год	г/с
0410	Метан	50,0	-		0,000047	0,009
1716	Одорант СПМ	$5 \cdot 10^{-5}$	-	3	$11,1 \cdot 10^{-10}$	$2,2 \cdot 10^{-7}$

Суммарный выброс по предприятию будет складываться из выбросов всех газораспределительных пунктов.

Расчет выбросов от обогревателя пункта ГРС выполнен с помощью программы «Модульный экорасчет» (версия 4.05), разработанной ЗАО НПП «Логус». Расчетные алгоритмы модуля основаны на нормативных материалах, заложенных в "Методике определения выбросов загрязняющих веществ" в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 ГКал в час", Москва, 1999г.

Исходные данные приняты по результатам анализа проектов-аналогов.

Расход топлива:

- при максимальной нагрузке котла, куб. нм/с : 0.00003;
- годовой, тыс. куб. нм/год : 0.528;

Таблица 7 – Результаты расчета выбросов по источнику: труба

Вредное вещество	Код в-ва	Валовый выброс (т/год)
Азота диоксид	301	0,0001934
Азота оксид	304	0,0000314
Оксид углерода (CO)	337	0,00197

Выбросы будут производиться только в холодный период года, то есть не более 31 дней за год.

2.3. Объем выбросов при перемещении песка и грунта

Для устранения пылевого загрязнения воздуха при строительстве производится увлажнение грунта. При срезке и утилизации растительного слоя грунта также пыление минимальное, так как растительный грунт тяжелосуглинистый.

2.4. Объем выбросов при производстве окрасочных работ

Расчет выбросов произведен с помощью программы «Модульный экорасчет» (версия 4.05), разработанной ЗАО НПП «Логус». Выбросы при производстве покрасочных работ определены по «Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выделений)», НИИ «Атмосфера», 1997 г.

2.5. Шумовая нагрузка на строительной площадке

Допустимый уровень максимального шума на территориях непосредственно прилегающих к жилым домам в дневное время согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 составляет 70 дБА.

2.6. Характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ

Двуокись азота (диоксид азота) NO_2 - бурый газ с удушливым запахом, за определенный период распадается на оксид азота и кислород воздуха. По силе воздействия на окружающую среду оксиды азота занимают второе место после диоксида серы (по вкладу в увеличение кислотности осадков). Помимо косвенного воздействия (кислотный дождь), длительное воздействие диоксида азота в концентрации 470-1880 мкг/м³ может подавлять рост некоторых растений (например, томатов). Значимость атмосферных эффектов оксидов азота связана с ухудшением видимости. Диоксид азота играет важную роль в образовании фотохимического смога. Оксиды азота могут отрицательно влиять на здоровье сами по себе и в комбинации с другими загрязняющими веществами. Пиковые концентрации действуют сильнее, чем интегрированная доза. Кратковременное воздействие 3000-9400 мкг/м³ диоксида азота вызывает изменения в легких. При работе в течение 3-5 лет в среде с концентрацией NO_2 в пределах 0,8-5 мг/м³ развиваются хронические бронхиты, эмфизема легких, астма и некоторые другие заболевания. Помимо повышенной восприимчивости к респираторным инфекциям, воздействие диоксида азота может привести к повышенной чувствительности к легочным заболеваниям (например, сужение просвета бронхов) у людей. Исследования показали, что для болеющих астмой и аналогичных больных повышается риск

отрицательных легочных эффектов при содержании диоксида азота значительно меньшем, чем тот, на который не наблюдается реакция у здоровых.

Оксид азота (NO) - бесцветный, высокотоксичный газ, быстро окисляемый в диоксид азота. Скорость окисления зависит от температуры окружающей среды, атмосферного давления и концентрации NO. Оксид азота - кровяной яд. Он переводит гемоглобин в метгемоглобин. Оказывает прямое действие на центральную нервную систему человека.

Оксид углерода (CO) — бесцветный газ, без вкуса и запаха. Плотность по воздуху 0,967. Период нахождения в атмосфере 2-4 месяца. Образуется при неполном сгорании природного газа и постепенно окисляется в атмосфере до углекислого газа (CO_2).

Поступление CO в организм человека подчиняется закону диффузии газов. Оксид углерода вытесняет кислород из оксигемоглобина крови, образуя карбоксигемоглобин. Следствием этого является нарушение процесса переноса кислорода из легких к органам и тканям, что приводит к острому кислородному голоданию и прогрессирующему нарушению функций всех жизненно важных органов, в первую очередь — центральной нервной системы, так как клетки мозга особенно чувствительны к недостатку кислорода. Кроме того, в присутствии оксида углерода в крови ухудшается отдача кислорода тканями. Концентрацию 300 мг/м³ человек переносит без заметного действия в течение 2-4-х часов; 600 мг/м³ - за это же время вызывает легкое отравление; 1800 мг/м³ - тяжелое отравление наступает через 10-30 минут; 3600 мг/м³ - смерть наступает через 1-5 минут.

Природный газ, транспортируемый потребителям по газопроводу-отводу, обычно рассматривается как безвредный газ. Газ бесцветен, не имеет запаха, не токсичен. Действие его идентично действию предельных углеводородов. Главная опасность связана с асфиксией из-за недостатка кислорода (удушающее действие на организм человека проявляется при содержании его в воздухе более 20%); при концентрации в воздухе до 20 % не дает токсического эффекта. Температура воспламенения газа 650 – 670 °C, пределы взрываемости (воспламенения) - 5-15 % объема.

Природный газ почти в два раза легче воздуха и при выбросах стремится занять более высокие слои атмосферы. Вероятность скопления в низких точках местности и внизу помещений практически исключена. О воздействии природного газа на верхние слои атмосферы информации не имеется. Состав транспортируемого по газопроводам природного газа отвечает требованиям ОСТ 51.40-93.

Бенз(а)пирен – сильный канцерогенный полициклический ароматический углеводород, продукт пиролиза природных газов. Бенз(а)пирен – весьма токсичное вещество, оказывающее канцерогенное воздействие на организм человека, способное вызывать генные мутации, поражения сосудистой и нервной системы. При постоянном воздействии в течение нескольких лет он способствует ослаблению иммунной системы, развитию хронических

заболеваний и преждевременному старению. Приводит к возникновению злокачественных опухолей.

Меркаптаны (смесь природных меркаптанов или одороант) – органические серосодержащие газы с высокой токсичностью (второй класс опасности). В ничтожных концентрациях пары вызывают рефлекторно тошноту, головную боль. Обладают сильным запахом. В более высоких концентрациях влияют на центральную нервную систему. Обладают наркотическим эффектом, характеризующимся особой мышечной скованностью. Смесь природных меркаптанов (одорант СПМ) по ТУ 51-00158623-28-93 используется в газоснабжении для придания специфического запаха (одоризации) подаваемого потребителям газа.

2.7. Расчет категории опасности предприятия

Категория опасности предприятия (КОП) рассчитывается по методике по формуле:

$$КОП = \left(\sum \frac{M_i}{ПДК_i} \right)^{L_i}$$, где

M_i – масса выбрасываемого i-го загрязняющего вещества, т/год; $ПДК_i$ – среднесуточная предельно-допустимая концентрация i-го вещества, мг/м^3; L_i – безразмерная константа, позволяющая соотнести степень вредности i-го вещества с вредностью сернистого ангидрида. КОП рассчитывается при условии М/ПДК > 1, при М/ПДК < 1 значение КОП приравнивается к нулю.

Поскольку, газопровод в рабочем режиме эксплуатации является герметичным, то масса выбрасываемого углеводородного сырья в пересчете на метан равна нулю. Во время эксплуатации газорегуляторного пункта будут производиться выбросы загрязняющих веществ. Класс опасности проектируемого объекта определим по вариантам объектов.

Таблица 8 – Определение класса опасности предприятия (КОП)

Наименование ЗВ	Класс опасности	ПДК, мг/м3	L	М, т/год	М/ПДК	КОП
Азота диоксид	3	0,04	1	0,000967	0,024175	0
Азота оксид	3	0,06	1	0,000157	0,002617	0
Углерода оксид	4	3	0,9	0,00985	0,005817	0
Метан	3	50	0,9	0,000235	1,60E-05	0
Одорант СПМ	3	0,00005	0,9	5,55E-10	3,47E-05	0

Таким образом, КОП<103, следовательно, класс опасности по всем объектампредприятиям IV.

2.8. Воздействие объекта на подземные и поверхностные воды

2.8.1. Водоохранные зоны

С целью предварительного предупреждения загрязнения, засорения и исчерпания водоемов, уничтожения окружающих растений и животных, а также для уменьшения колебаний стока вдоль озер, водохранилищ и других водоемов устанавливаются водоохранные зоны по обоим берегам.

Размеры водоохранных зон, пересекаемых газопроводом, определяются в соответствии

с «Положением о водоохранных зонах водных объектов и прибрежных защитных полосах» утвержденным Правительством РФ Постановлением №1404 от 23 ноября 1996 года.

Размеры и границы водоохранных зон и прибрежных защитных полос, а также режим их использования устанавливаются исходя из физико-географических, почвенных, гидрологических и других условий с учетом прогноза изменения береговой линии водных объектов и утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по представлению бассейновых и других территориальных органов управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов Российской Федерации, согласованному со специально уполномоченными государственными органами в

области охраны окружающей природной среды, органами санитарно-эпидемиологического надзора и органами Федеральной пограничной службы Российской Федерации в соответствии с их полномочиями.

Границы водоохранных зон и прибрежных защитных полос уточняются в проектах водоохранных зон.

Функции заказчика по проектированию водоохранных зон и прибрежных защитных полос для водных объектов, за исключением водохранилищ, предоставленных в обособленное пользование, возлагаются на бассейновые и другие территориальные органы управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов Российской Федерации. По водохранилищам, предоставленным в обособленное пользование, эти функции возлагаются на водопользователей.

Проекты водоохранных зон утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по представлению бассейновых и других территориальных органов управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов Российской Федерации.

Таким образом, размер пересекаемых газопроводом водоохранных зон, будет установлен на следующих этапах проектирования, после разработки ситуационного плана.

2.8.2. Водопотребление

В период строительства водопотребление обусловлено бытовыми нуждами строительных бригад. Вода на площадки строительства подвозиться в цистернах, сброс воды производиться на рельеф, в специально отведенных местах. Вода используемая для хозяйственно-питьевых и технических нужд соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01.

Расходы водопотребления для производственно-технических нужд строительства принимается на основании «Расчетных показателей составления проектов организации строительства» (ЦНИИОМТП, Госстрой СССР, М., 1980 г.) и составляет не более 2,0 м³ в сутки на человека.

Газопровод и газорегуляторные пункты в период эксплуатации не имеют источников загрязнения поверхностных и подземных вод. Воздействие на поверхностные и подземные водные объекты не предполагается.

2.8.3. Водоотведение

В соответствии с требованиями к составу и свойствам воды водных объектов хозяйственно-питьевого культурно-бытового назначения содержание взвешенных веществ в результате спуска сточных вод не должно увеличиваться соответственно более чем на 0,25 мг/дм³ и 0,75 мг/дм³. Для водоемов содержащих в межень более 30 мг/дм³ природных минеральных веществ, допускается увеличение концентрации взвешенных веществ в пределах 5%.

2.8.4. Охранная зона газопровода

В соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении в Российской Федерации» (№69-ФЗ от 31.03.99 г) Правительством РФ принято постановление «Об утверждении правил охраны газораспределительных сетей» от 20.11.2000 г. №878.

Для охраны газопровода и обеспечения сохранности окружающей среды предполагается оформление права ограниченного пользования чужим земельным участком (сервитут), в полосе охранных зон газопровода и технологических площадок на весь период эксплуатации газопровода.

Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:

- вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода;
- вдоль трасс межпоселковых газопроводов, проходящих по лесам и древесно-кустарниковой растительности – в виде просек шириной 6 метров, по 3 метра с каждой стороны газопровода;

- вокруг отдельно стоящих газораспределительных пунктов – в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границ этих объектов (для газорегуляторных пунктов, пристроенных к зданиям, охранная зона не регламентируется);
- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими на 100 м с каждой стороны газопровода.

В пределах охранной зоны запрещается:

- строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;
- сносить и реконструировать мосты, коллекторы, автомобильные и железные дороги с расположенными на них газораспределительными сетями без предварительного выноса этих газопроводов по согласованию с эксплуатационными организациями;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения, предохраняющие газораспределительные сети от разрушения;
- перемещать, повреждать, засыпать и уничтожать опознавательные знаки, контрольно-измерительные пункты и другие устройства газораспределительных сетей;
- устраивать свалки и склады, разливать растворы кислот, солей, щелочей и других химически активных веществ;
- огораживать и перегораживать охранные зоны, препятствовать доступу персонала эксплуатационных организаций к газораспределительным сетям, проведению обслуживания и устранению повреждений газораспределительных сетей;
- разводить огонь и размещать источники огня;
- рыть погреба, копать и обрабатывать почву сельскохозяйственными и мелиоративными орудиями и механизмами на глубину более 0,3 м;
- высаживать деревья любых видов;
- открывать калитки и двери газораспределительных пунктов;
- набрасывать и привязывать к опорам и надземным газопроводам, ограждениям и зданиям газораспределительных сетей посторонние предметы, лестницы, влезать на них;
- самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

Лесохозяйственные, сельскохозяйственные и другие виды работ, не подпадающие под ограничения, и не связанные с нарушением земельного горизонта и обработкой почвы на глубину более 0,3 метра, производятся собственниками, владельцами или пользователями земельных участков в охранной зоне газораспределительной сети при условии предварительного письменного уведомления эксплуатационной организации и не менее чем за 3 рабочих дня до начала работ. Хозяйственная деятельность в охранных зонах газораспределительных сетей, не предусмотренная вышеизложенными пунктами, при которой производиться нарушение поверхности земельного участка и обработка почвы на глубину более 0,3 м, осуществляется на

основании письменного разрешения эксплуатационной организации газораспределительных сетей.

При прохождении охранных зон газораспределительных сетей по лесам и древесно-кустарниковой растительности эксплуатационные организации газораспределительных сетей обязаны за свой счет:

- содержать охранные зоны (просеки) газораспределительных сетей в пожаробезопасном состоянии;
- создавать минерализованные полосы по границам просек шириной не менее 1,4 метра;
- устраивать через каждые 5-7 км переезды для противопожарной техники. Проведение работ в таких охранных зонах и за их пределами - должно производиться в порядке, установленном лесным законодательством РФ.

Порядок эксплуатации газопровода в охранных зонах при пересечении ими автомобильных и железных дорог, инженерных коммуникаций, судоходных и сплавных рек, озер, водохранилищ, каналов, территорий промышленных предприятий, подходов к аэродромам, сельхозугодий, лесов, древесно-кустарниковой растительности и иных владений должен согласовываться эксплуатационными организациями, а также собственниками, владельцами, или пользователями земельных участков.

2.9. Воздействие объекта на растительный и животный мир

Раздел выполняется по специальному требованию природоохранных органов.

Наиболее значимое воздействие на флору оказывается в период строительства объекта. Подготовка траншеи, укладка трубы, строительство соответствующих сооружений сопровождается скоплением соответствующей техники и персонала. Вырубка лесной растительности, при подготовке строительной площадки, оказывает неблагоприятное воздействие на растительный мир рассматриваемой территории.

Что касается животного мира, то представители, выявленные в районе строительства будут подвержены факторам влияния, таким как беспокойство, животных транспортными средствами и персоналом во время строительства и профилактического обслуживания и ремонта объекта, а также выделение загрязняющих веществ механизмами и оборудованием. Источниками шума при строительстве является автотранспорт, краны. Уровни шумовых нагрузок от работы оборудования, которые могут рассматриваться, как фактор беспокойства для животных снижается до приемлемых уровней на первых ста метрах от места проведения работ.

В течение нескольких месяцев после завершения работ на животный мир территории может оказывать измененный ландшафт. Через 1-2 сезона значение этих факторов исчезает, так как, животные привыкают к новому ландшафту и начинаются процессы естественного восстановления территории.

2.10. Воздействие объекта при аварийных ситуациях

Под аварийной ситуацией на газопроводе согласно РД-12-378-00 понимается разрушение газопровода вследствие неконтролируемого взрыва с выбросом и (или) возгоранием природного газа, создающее угрозу жизни и здоровью людей, и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

Оценка риска включает анализ частоты и последствий, а так же их сочетание. При оценке частоты (или вероятности) аварий обозначаются анализируемые сценарии возникновения и развития аварийных ситуаций, а также тип и масштаб рассматриваемых последствий.

Таким образом, оценка риска включает в себя:

- анализ частоты разгерметизации газопровода в год;
- анализ последствий выявленных событий и их сочетание;
- ожидаемые среднегодовых объемов выбросов газа в случае аварии;
- оценку ожидаемого экологического ущерба (как суммы ежегодных компенсационных выплат за загрязнение земель, водных объектов и атмосферы).
- анализ неопределенностей результатов.

Однако, когда последствия незначительны или частота рассматриваемых событий крайне мала, достаточно оценить один параметр.

Основные источники информации - техническая документация и данные по аварийности Госгортехнадзора России, а также литературные источники. Источник картографической информации о распределении земель в зоне прохождения трубопровода - данные материалов землепользования соответствующих регионов и территорий.

2.10.1. Идентификация опасности

Анализ последствий отказов действующих газопроводов показывает, что наиболее опасной аварией является полное местное разрушение трубы, сопровождающееся либо радиальным разрывом последней с выходом места разрыва трубы на поверхность с небольшим углом к горизонту до 10-15 градусов, либо продольным раскрытием трубопровода на длине до 2-3 плетей труб. В этих случаях в атмосферу будет выброшено максимальное количество природного газа, определяемого периодом до полного автоматического или телемеханического закрытия ближайших к месту разрыва линейных кранов и опорожнением аварийного участка.

Аварийные ситуации происходят вследствие влияния целого ряда причин. Для линейной части газопровода основными являются следующие:

- дефекты труб, арматуры, соединительных деталей;
- дефекты оборудования;

- брак строительно-монтажных работ;
- нарушения правил технической эксплуатации;
- механические повреждения действующих газопроводов;
- подземная наружная коррозия труб и внутренняя коррозия;
- стихийные бедствия как непреднамеренные природные причины аварий (землетрясения и др.);
- диверсии как преднамеренные причины аварий;
- прочие причины.

Аварийность линейной части оценивается по удельной интенсивности отказов, отнесенной к протяженности газопроводов.

Удельная интенсивность отказов меняется от продолжительности эксплуатации газопроводов и соответствует числу отказов на 1000 км газопроводов. Пик интенсивности отказов по причине подземной коррозии может достигнуть 1,0/1000 км на 17 год эксплуатации, по причине брака строительно-монтажных работ — 0,8/1000 км в первый год эксплуатации с последующим резким снижением до 0,05/1000 км и по причине дефекта труб - 0,1/1000 км практически на протяжении всей эксплуатации газопровода.

Как показал анализ отечественной статистики, при разрушениях магистральных газопроводов пожар возникает в 50-55% случаев. При этом источниками воспламенения газа являются искры, образующиеся при соударении друг с другом фрагментов трубы, либо при ударах о трубу "выдуваемых" высокоскоростными струями каменистых включений грунта.

2.10.2. Аварийная ситуация с разрывом газопровода

Все аварийные ситуации на линейной части газопровода так или иначе связаны с образованием отверстий и разрывов разной величины.

С точки зрения потенциального воздействия на окружающую среду аварийное разрушение газопровода сопровождается:

- образованием волн сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа, заключенного под давлением в объеме "мгновенно" разрушившейся части трубопровода, а также волн сжатия, образующихся при воспламенении газового шлейфа и расширении продуктов сгорания;
- механическим (бризантным) воздействием - разлетом осколков (фрагментов) от разрушенной части трубопровода;
- возможным воспламенением газа и термическим воздействием факела на окружающую растительность и жилые постройки.

При анализе аварийной ситуации с разрывом газопровода рассмотрен варианта развития аварии, при котором аварийный разрыв газопровода происходит в неизвестном месте, неожиданно, с быстрым развитием процесса истечения газа при неизвестном характере повреждения, место гипотетической аварии принято условно.

Тепловое излучение по направлению ветра вызовет возгорание древесной растительности и сухой травы на расстоянии до 40 метров, на расстоянии 65

метров от места аварии через 20 секунд на открытых участках тела могут возникнуть болевые ощущения.

При воспламенении газа с воздухом происходит быстрое ("вспышкообразное") сгорание лишь малой части шлейфа. Основная же горючая масса не является гомогенной и сгорает со значительно меньшей скоростью и относительно беспорядочно по объему. Как следствие, при разрушении трубы и зажигании газа формируется относительно слабая волна избыточного давления с амплитудой в пределах 0,15-0,2 мбар непосредственно в месте разрыва и истечении струи газа, при неблагоприятных метеорологических условиях (туман).

Объектом воздействия возможной аварийной ситуации на линейной части газопровода может являться не только жизнедеятельность человека и приземный слой атмосферы, но и состояние флоры и почв. Аварийный разрыв газопровода без возгорания губительного воздействия на растительный и животный мир не окажет в силу того, что природный газ не токсичен, легче воздуха и вероятность его скопления в приземных слоях атмосферы исключена.

При возгорании газа основное воздействие на почву и растительность в районе разрыва производится тепловой радиацией от образовавшегося факела пламени, которое может вызвать цепное распространение пожара растительности, особенно в сухой период времени года. При этом происходит спекание грунта на глубину до 10 см и протяженностью до 40 м по направлению ветра на площади до 200-500 м^2, что потребует последующей срезки поврежденного грунта, вывоза и замены его новым.

Дальнейшее развитие пожара зависит от сезонно-климатических условий (период года, влажность, температура, скорость и направление ветра) и типа растительности места аварии. Оценка масштаба подобного воздействия на окружающую среду является предметом отдельного исследования, проведение которого в настоящей работе не представляется возможным. Ликвидация последствий аварии должна проводиться с учетом общих мероприятий, изложенных в РД 39-110-91(в качестве рекомендательного документа), силами и средствами аварийно-восстановительного отряда отраслевой системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ("Газ ЧС").

2.10.3. Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

При сдаче газопровода в эксплуатацию должны быть обеспечены следующие мероприятия:

- контроль всех сварных стыков;
- испытание газопровода на прочность давлением, превышающем рабочее;
- ввод участков газопровода в эксплуатацию только при 100% готовности, включая электрохимзащиту и средства телемеханики.

При эксплуатации линейной части газопровода необходимо:

- осуществлять периодический контроль состояния линейной части газопровода визуальными осмотрами и обследованиями с использованием приборных средств;
- своевременно и качественно проводить ремонтно-профилактические работы;
- своевременно производить замену изношенной арматуры;
- трассу газопровода в случае прохождения по участкам с лесной растительностью необходимо очищать от поросли и содержать в безопасном и противопожарном состоянии;
- закрепление трассы опознавательными знаками на местности;
- проведение мероприятий по обучению персонала способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- создание нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварийных ситуаций.

При выявлении повреждений, характер и размеры которых могут привести к аварийным ситуациям, должны быть приняты немедленные меры по их ликвидации. Для обеспечения возможности своевременной ликвидации аварийных ситуаций должны быть предусмотрены возможности подъезда к любой точке газопровода.

Эксплуатационная служба должна иметь утвержденные руководством:

- порядок оповещения об аварии;
- порядок доставки аварийной бригады к месту аварии;
- перечень необходимых для ликвидации транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, средств индивидуальной и коллективной защиты.

После случившегося факта аварии по прибытии на место аварии руководитель работ обязан проверить наличие оградительных средств, знаков безопасности и, при необходимости, выставить посты, разместить технические средства на безопасном расстоянии от места аварии и установить связь с диспетчером.

План по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций приводится в томе ГО и МЧС.

3. Приложение по экологическому мониторингу в зоне влияния проектируемого газопровода

На основании «Закона об охране окружающей среды» необходимо проводить экологический мониторинг, задачами которого является: «наблюдение за состоянием окружающей природной среды и ее изменением под влиянием хозяйственной или иной деятельности; проверку выполнения планов и мероприятий по охране природы, рациональному использованию природных ресурсов, оздоровлению окружающей природной среды, соблюдению требований природоохранного законодательства и нормативов качества окружающей природной среды».

Экологический мониторинг – это комплексная система наблюдений за элементами окружающей среды, контроля и прогноза ее состояния, предполагающая оценку изменений в экосистемах, в том числе связанных с накоплением загрязняющих веществ вследствие деятельности человека.

Система мониторинга необходима для учета, анализа, оценки и прогноза изменения состояния природной среды на различных уровнях, позволяет принимать меры по достижению и сохранению стабильно равновесного состояния жизненной среды.

Локальный мониторинг предполагает контроль за уровнем содержания в природной среде токсичных для человека загрязняющих веществ. Он включает наблюдения за отдельными изменениями компонентов природной среды в результате воздействия конкретных загрязнителей (загрязнение воздуха, воды, почв под влиянием предприятий, строек и т.д.).

Задача по проведению экологического мониторинга в период строительства сводиться к организации заказчиком экологического надзора за соблюдением подрядной строительной организацией требований природоохранного законодательства, а также природоохранных решений и мероприятий, предусмотренных проектом (возможно привлечение своих штатных специалистов – экологов или сторонних специалистов на договорной основе).

Примерная программа действий группы экологического надзора на этапе строительства заключается в следующем:

- Проверка наличия документов, оформленных в установленном порядке на отвод земель в постоянное и временное пользование.
- Мониторинг использования подрядной строительной организацией земель, отведенных в постоянное и временное пользование. Недопущение несанкционированного использования и засорения земель вне границ отвода под складирование материалов, снимаемого плодородного слоя почвы и пр.
- Недопущение мытья машин в поверхностных водоемах, слива на почву нефтепродуктов и отработанных масел.
- Контроль за экологичностью методов производства работ при строительстве газопровода и переходов через препятствия.
- Мониторинг обращения подрядчика со строительными отходами, обеспечение вывоза строительного мусора и отходов в места, согласованные с местным центром Госсанэпиднадзора.

- Мониторинг использования и рекультивации площадей временного отвода под объекты строительства (временные дороги при строительстве, прокладка кабеля связи, анодного заземления, опоры ВЛ вдоль трассы и пр.).

Задача по проведению экологического мониторинга в период эксплуатации сводится к организации выездного экологического надзора за соблюдением эксплуатирующей организацией требований природоохранного законодательства, а также природоохранных решений и мероприятий, предусмотренных проектом.

Примерная программа действий группы экологического надзора при эксплуатации заключается в следующем:

- Мониторинг обращения с отходами, обеспечение вывоза отходов в места, согласованные с местным центром Госсанэпиднадзора.
- Мониторинг за выбросами загрязняющих веществ от ГРС, узлов запуска и приема поршня в атмосферу и др. объектов линейной части газопровода.

Мониторинг за сбросами загрязняющих веществ от ГРС, и других объектов водопотребления.

3.1. Мероприятия по защите атмосферного воздуха

3.1.1. Мероприятия по защите атмосферного воздуха при строительстве объекта

Учитывая характер направленности воздействия на атмосферный воздух и величины расчетных выбросов загрязняющих веществ при выполнении строительно-монтажных работ, основными мероприятиями по снижению и недопущению их превышения являются:

- своевременное проведение НПО и ППР автостроительной техники и автотранспорта с регулировкой топливных систем, обеспечивающих выброс загрязняющих веществ с выхлопными газами в пределах установленных норм;
- проведение при ТО контроля за выбросами загрязняющих веществ от автостроительной техники и выполнение немедленной регулировки двигателей в случае обнаружения выбросов NOx и CO, превышающих нормативные;
- выполнение требований ГОСТ Р 52160-2003 (ИУС 3-2004) по контролю дымности;
- запрещение сжигания в полосе отвода и за ее пределами отслуживших свой срок автопокрышек, камер и др. резинотехнических изделий, а также сгораемых отходов типа изоляции кабелей и пластиковых изделий;
- строгое соблюдение правил противопожарной безопасности при выполнении всех работ.

3.1.2. Мероприятия по защите от шума на строительной площадке

Для снижения негативного воздействия строительного шума и обеспечения требований СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и территорий жилой застройки» необходимо предусмотреть:

- используемая при строительстве техника должна быть отрегулирована на минимальный уровень шума, все строительно-монтажные работы должны проводиться последовательно и не совпадать по времени;
- проведение работ на участках трассы приближенных к жилой застройке только в дневное время, с полным запретом работы в ночные часы (с 20 до 8 часов);
- осуществление расстановки работающих машин на строительной площадке с учетом взаимного звукоограждения и естественных преград;
- уптимальное расположение оборудования. Критерием выбора оптимального расположения является наибольшее расстояние от ближайших жилых домов;
- установку глушителей при всасывании воздуха, виброизоляторов и вибродемпферов шума на компрессорных установках;
- осуществление профилактического ремонта механизмов;
- использование временных экранов при работе строительного оборудования с повышенными шумовыми характеристиками (по результатам акустических расчетов).

3.1.3. Мероприятия по защите атмосферного воздуха от загрязнения промышленными выбросами при эксплуатации

Сведение до минимума выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации достигается:

- герметизацией всех трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- совмещение с ревизией газораспределительных пунктов профилактических работ, которые имеют ту же периодичность;

С целью снижения приземной концентрации загрязняющих веществ запрещается:

- одновременное проведение залповых и периодических выбросов природного газа;
- оборудовать оголовки продувочных свечей устройствами, отклоняющими струю выбрасываемого газа от вертикального направления;
- проводить залповые и периодические выбросы при неблагоприятных метеорологических условиях.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций и снижения опасности аварийных выбросов газа в атмосферу предусмотрены следующие технические решения:

- расположение ГРС на расстоянии от населенных пунктов, обеспечивающем необходимую безопасность в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*;
- использование труб и соединительных деталей трубопроводов с заводской изоляцией по ГОСТ и ТУ, отвечающим требованиям СНиП 2.05.06-85;
- 100% контроль сварных стыков неразрушающим методом;
- выполнение требований "Положения о технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-069-2002", в частности:
  - ограждение территории ГРС;
  - использование систем телемеханики, аварийной и охранной сигнализации;
  - использование средств связи, обеспечивающих надежную бесперебойную связь;
  - наличие системы по предупреждению гидратообразований в коммуникациях и оборудовании;
  - автоматического контроля загазованности с автоматическим включением принудительной вентиляции с включением внешнего сигнального маяка на здании ГРС и выдачей аварийного сигнала;
  - применение системы ЭХЗ технологических трубопроводов и коммуникаций ГРС и газопровода от коррозии;
  - защита здания ГРС и наружных установок от прямых ударов молний молниеотводами с отдельными от электроустановок заземлителями в соответствии с отраслевыми нормами и правилами;
  - применение системы гарантированного аварийного питания КИП, ТМ и связи;
  - осуществление аварийного освещения переносным фонарем во взрывобезопасном исполнении.

Эксплуатация оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями эксплуатационной инструкции, составленной на основе инструкций заводов изготовителей оборудования, "Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов. ВРД 39-1.10-006-2000" и "Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов".

3.1.4. Мероприятия по регулированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий

На случай НМУ должно быть предусмотрено сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в соответствие с ГОСТ 17.2.3.02-78 "Охрана природы. Атмосфера" и РД 52.04.52-85 "Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях".

В соответствие с указанным стандартом и руководящим документом, все объекты, на которых имеются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, в зависимости от ожидаемого уровня загрязнения последней, должны иметь три режима работы при НМУ.

Переход на эти режимы должен производиться на основе оповещения со стороны гидрометеослужбы о возможности наступления одного из трех уровней загрязнения атмосферы.

В связи с отсутствием на ГРС крупных постоянных источников выбросов загрязняющих веществ, в проекте предусматриваются следующие мероприятия по переходу на особый режим работы при получении сигнала о наступлении НМУ:

- проведение внеочередного контроля за состоянием сальниковых устройств регулирующей и управляющей арматуры и клапанов, а также разъемных соединений, на предмет выявления и устранения любых, даже самых незначительных утечек газа;
- проведение внеочередной проверки соответствия показаний приборов давления заданному технологическому процессу;
- выполнение очередной периодической проверки состояния технологического оборудования, совпадающей по сроку с периодом НМУ до наступления последних;
- запрещение залповых выбросов природного газа в период НМУ.

Поскольку в результате выполнения мероприятий выбросов природного газа в атмосферу не будет, мероприятий по второму режиму не требуется.

3.1.5. Организация контроля за выбросами при эксплуатации объекта

В соответствии с Федеральным законом "Об охране атмосферного воздуха", юридические лица, которые имеют источники вредных воздействий на атмосферный воздух, осуществляют контроль за величиной выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

Организация системы контроля выбросов вредных веществ в атмосферу при эксплуатации ГРС выполняется специализированной службой ЛПУ в соответствии с требованиями и указаниями:

- ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;

- Типовая инструкция по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности Госкомгидромет им. А.И. Воейкова 1986 г;
- ОСТ 51 140-86 "Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности. Общие требования безопасности" ВНИИГаз, М, 1986 г.

Периодичность контроля устанавливается в зависимости от категории источников выбросов в разрезе каждого вредного вещества.

Контроль за содержанием природного газа в воздухе необходимо осуществлять методом реакционной газовой хроматографии. Метод основан на отделении метана в воздухе на колонке с цеолитами.

Допускается контроль содержания метана в воздухе производить с помощью автоматического газоанализатора или оптико-акустического газоанализатора.

Выбросы продуктов сгорания природного газа следует контролировать непосредственно на источниках выброса - трубах подогревателей газа и отопительного котла не менее одного раза в год. Контроль выбросов продуктов сгорания рекомендуется выполнять газоанализаторами типа IMR-3000.

Для определения утечек природного газа на газопроводе, в соответствие "Каталогом технических средств диагностики трубопроводов", М., 1997г. могут быть рекомендованы:

- система дистанционного обнаружения утечек газа "МАГ-1", применяемая для периодического обследования трасс магистральных газопроводов с борта летательного оборудования;
- газоанализатор метана типа 323ЛАОЗ Винницкого завода газоанализаторов для определения мест утечки метана из газопроводов у земли;
- автомобильная лаборатория для диагностики трубопроводов "Дилат-2", предназначенная для быстрого поиска утечек и контроля трубопроводов.

3.2. Мероприятия по охране водной среды

3.2.1. Мероприятия по охране водной среды при строительстве

В целях охраны водной среды и в дополнение к ранее предусмотренным мероприятиям, изложенным в других разделах, проектом предусматривается:

- забор воды для хозяйственно-бытовых и производственных нужд строительных бригад и сброс хозфекальных стоков должен осуществляться только по договору между подрядчиками и организациями, эксплуатирующими водопроводные, канализационные сети и ОС, согласованному с органами СЭН;
- оснащение строительных бригад санитарно-техническими передвижными установками для сбора хозяйственно-бытовых и фекальных стоков с дальнейшим вывозом их на ближайшие очистные сооружения;

- строительство водопропускных и водоотводных сооружений с учетом сохранения направления стекания поверхностных вод, что позволит предотвратить процессы обводнения, подтопления и заболачивания при строительстве дорог и прокладке газопровода-отвода;
- проезд автотехники, подвоз оборудования, материалов и людей к месту проведения работ по автодороге с твердым покрытием, строительство которой должно опережать монтажные работы в связи с этим какого-либо ущерба состоянию водной среды не будет.

Проектом предусмотрено выполнение работ на подводных переходах всех экологических требований, изложенных в РД 51-2-95 "Регламента выполнения экологических требований при размещении, проектировании и строительстве подводных переходов магистральных газопроводов", а также:

- закрепление газопровода на переходах через водные преграды утяжелителями на основании расчетов устойчивости против всплытия.
- изоляция усиленного типа по защите от почвенной коррозии;
- недопустимость мойки техники на берегах водотоков,
- оборудование мест для заправки автотранспорта и строительных механизмов за пределами водоохранных зон пересекаемых водотоков;
- недопустимость сбрасывания грунта в русла водотоков при планировке береговых склонов;
- исключение смыва в водотоки вынутого грунта при его складировании на берегу;
- применение при работах по строительству подводных переходов исправной техники и при отсутствии на ней подтеков масла и топлива, а также очищенной от наружной смазки тросов, используемых устройств и механизмов;
- исключение переезда строительной техники через водотоки вброд и устройство переходов по существующим мостам и переездам, а в случае организации временных переездов принять меры к сохранению существующего водопропуска и недопущению изменения профиля русла;
- запрещение заправки топливом, мойки и ремонта автомобилей, размещения стоянок транспортных средств, складов горюче-смазочных материалов (ГСМ) в водоохранных зонах и прибрежных защитных полосах водотоков, а также на необорудованных специально площадках за их пределами;
- установка знаков, обозначающих водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы;
- запрещение обустройства временных жилых городков строителей в пределах прибрежных защитных полос водных объектов.

3.2.2. Мероприятия по охране водной среды при эксплуатации

В процессе эксплуатации газопровода и газораспределительных пунктов воздействия на подземные и поверхностные воды не ожидается. Поэтому

никаких специальных мероприятий по охране водной среды не предусмотрено.

4. Расчет газораспределительной системы

4.1. Механический расчет трубопровода

Расчет производится как из соображений надежности эксплуатации газопровода, так и с позиции снижения металлозатрат. Расчет ведется в соответствии со СНиП 2.05.06-85*.

а) Выбираем марку стали для сооружения труб 13ГС согласно рабочему давлению газопровода.

Расчётная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_н}{2 \cdot \left(R_1 + n \cdot P_{раб} \right)}, \qquad (1)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке (принимаем $n = 1{,}1$);

$P_{раб}$ - рабочее (избыточное) давление в трубопроводе, МПа;

$D_н$ - наружный диаметр трубопровода, мм;

R_1- расчётное сопротивление растяжению, МПа, которое рассчитывается по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^{(н)} \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{510 \cdot 0{,}99}{1{,}34 \cdot 1{,}1} = 342{,}5 \ \ МПа \qquad (2)$$

где m - коэффициент работы трубопровода, $m = 0{,}99$ [1, табл. 1, стр. 9];

k_1 - коэффициент надежности по материалу; $k_1 = 1{,}34$ для стали [1, табл. 10, стр. 50];

k_n - коэффициент надежности по значению трубопровода, $k_n = 1{,}1$ [1, табл. 12, стр. 51].

$R_1^{(н)}$- нормативное сопротивление растяжению металла трубы, равно пределу прочности металла трубы, МПа; $R_1^{(н)} = \sigma_{вр} = 510 \ \ МПа$

$$\delta = \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_н}{2 \cdot \left(R_1 + n \cdot P_{раб} \right)} = \frac{1{,}1 \cdot 5{,}4 \cdot 530}{2 \cdot \left(342{,}5 + 1{,}1 \cdot 5{,}4 \right)} = 4{,}6 \ \ мм \qquad (3)$$

Округляем толщину стенки в большую сторону $\delta = 7 \ \ мм$

Тогда внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн} = D_н - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 7 = 516 \ \ мм \qquad (4)$$

б) Максимальные суммарные продольные напряжения определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. Необходимо проверить, нет ли осевых сжимающих напряжений в трубопроводе [1, стр. 57]:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0{,}25 \cdot \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_{вн}}{\delta}, \qquad (5)$$

где σ_{npN} - продольные осевые напряжения, МПа;

α - коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{℃}$ [1, табл. 13, стр. 51];

E - модуль упругости металла, $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ *МПа* [1, табл. 13, стр. 51];;

ΔT - расчетный температурный перепад, $\Delta T = -35℃$.

Получаем:

$$\sigma_{npN} = -1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}1 \cdot 10^5 \cdot (25) + 0{,}25 \cdot \frac{1{,}1 \cdot 5{,}4 \cdot 530}{7} = 49{,}44 \ \ МПа;$$

Т. к. $\sigma_{npN} > 0$,что свидетельствует о на наличие растягивающих продольных напряжений, то коэффициент ψ_1, учитывающий двухосное напряженное состояние металла, принимаем равным единице $\psi_1 = 1$.

в) Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\left|\sigma_{npN}\right| \le \psi_1 \cdot \frac{m}{0{,}9 \cdot k_n} \cdot R_2^{(н)}, \qquad (6)$$

$$\left|49{,}44\right| \le 1 \cdot \frac{0{,}99}{0{,}9 \cdot 1{,}1} \cdot 360$$

$$\left|49{,}44\right| \le 360 \ - \ верно$$

4.2. Физические свойства природного газа

Ме.тан	этан	пропан	бутан	CO_2	N_2
93,5	1,05	2,2	2	0,45	0,8

а) Среднемолекулярная масса [2]

$$\mu_{см} = \sum_{i=1}^{6} \frac{y_i}{100} \mu_i,$$

$$\mu_{см} = \frac{93{,}5}{100} 16{,}043 + \frac{1{,}05}{100} 30{,}07 + \frac{2{,}2}{100} 44{,}097 + \frac{2}{100} 58{,}123 +$$

$$+\frac{0,45}{100}44,01+\frac{0,8}{100}28,014=17,87\ \frac{кг}{кмоль};$$

б) Характеристическая газовая постоянная R:

$$R=\frac{\overline{R}}{\mu_{см}}=\frac{8314}{17,87}=465,25\ \ \frac{Дж}{кг\cdot K};$$

в) Плотность природного газа при нормальных условиях:

$$\rho_0=\frac{p_0}{R\cdot T_0}=\frac{101325}{465,25\cdot 273,15}=0,78\ \frac{кг}{м^3};$$

г) Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta=\frac{\mu_{см}}{\mu_{возд}}=\frac{17,87}{28,966}=0,617;$$

д) Низшая теплота сгорания топлива при нормальных условиях: [4]

$$Q_{н.р.}=\sum_{i=1}^{6}\frac{y_i}{100}Q_{н.р.i},$$

$$Q_{н.р.}=\frac{93,5}{100}\cdot 35797+\frac{1,05}{100}\cdot 63723+\frac{2,2}{100}\cdot 91251+\frac{2}{100}\cdot 118645=38519,71\ \ \frac{кДж}{м^3};$$

е) Число Воббе:

$$W=\frac{Q_{н.р.}}{\sqrt{\Delta}}=\frac{38519,71}{\sqrt{0,617}}=49069,69\ \ \frac{кДж}{м^3}\quad \epsilon\left[41,2\div 54,5\right];$$

ж) Плотность смеси при нормальных условиях: [4]

$$\rho_{см}=\sum_{i=1}^{6}\frac{y_i}{100}\rho_i,$$

$$\rho_{см}=\frac{93,5}{100}\cdot 0,717+\frac{1,05}{100}\cdot 1,356+\frac{2,2}{100}\cdot 2,019+\frac{2}{100}\cdot 2,703+$$

$$+\frac{0,45}{100}\cdot 1,977+\frac{0,8}{100}\cdot 1,25=0,801\ \ \frac{кг}{м^3};$$

з) Динамический коэффициент вязкости в зависимости от температуры газа выражается по формуле Саттерленда:

$$\mu_i=\mu_0\frac{273+C_i}{T+C_i}\left(\frac{T}{273}\right)^{1,5},$$

Метан: $\mu_0=10\cdot 10^{-6}$; C= 162; $\mu_{CH_4}=10,128\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$;

Этан: $\mu_0=8,593\cdot 10^{-6}\ ;\ C=\ 252;\quad \mu_{C_2H_6}=8,716\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$

Пропан: $\mu_0=7,504\cdot 10^{-6}\ ;\ C=\ 373;\quad \mu_{C_3H_8}=7,669\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$

Бутан: $\mu_0=6,837\cdot 10^{-6}\ ;\ C=\ 377;\quad \mu_{C_4H_{10}}=6,945\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$

Углекислый газ: $\mu_0=14,98\cdot 10^{-6}$; C= 240; $\mu_{CO_2}=15,192\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$

Азот: $\mu_0=17,05\cdot 10^{-6}$; C= 111; $\mu_{N_2}=17,246\cdot 10^{-6}\ \ Па\cdot с$

$$\mu_{см}=\sum_{i=1}^{6}\frac{y_i}{100}\mu_i,$$

$$\mu_{см}=\left(\frac{93,5}{100}\cdot 10,128+\frac{1,05}{100}\cdot 8,716+\frac{2,2}{100}\cdot 7,669+\frac{2}{100}\cdot 6,945+\frac{0,45}{100}\cdot 15,192+\frac{1}{100}\cdot 17,246\right)\cdot 10^{-6}=9,937\cdot 10^{-6}$$

$$\nu=\frac{\mu_{см}}{\rho_{см}}=\frac{9,937\cdot 10^{-6}}{0,801}=12,41\ \ сСт.$$

и) Псевдокритические параметры газовой смеси:

$$T_{пк}=\sum_{i=1}^{6}\frac{y_i}{100}T_{кр_i},$$

$$T_{пк} = \frac{93,5}{100} \cdot 190,9 + \frac{1,05}{100} \cdot 305,3 + \frac{2,2}{100} \cdot 369,81 + \frac{2}{100} \cdot 425 +$$
$$+ \frac{0,45}{100} \cdot 304,3 + \frac{0,8}{100} \cdot 125,6 = 200,7 \quad K;$$

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{6} \frac{y_i}{100} P_{к p_i},$$

$$P_{пк} = \frac{93,5}{100} \cdot 4,73 + \frac{1,05}{100} \cdot 4,98 + \frac{2,2}{100} \cdot 4,65 + \frac{2}{100} \cdot 3,45 +$$
$$+ \frac{0,45}{100} \cdot 7,29 + \frac{0,8}{100} \cdot 3,46 = 6,05 \quad МПа;$$

к) Приведенные параметры давления и температуры:

$$P_{пр} = \frac{P_{н.у.}}{P_{пк}},$$

$$P_{пр} = \frac{6200000}{6050300} = 1,025$$

$$T_{пр} = \frac{T_{н.у.}}{T_{пк}},$$

$$T_{пр} = \frac{277,15}{200,7} = 1,381$$

е) Псевдокритические параметры многокомпонентной газовой смеси необходимы для определения коэффициента сжимаемости газа [3]:

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{пр}}{1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^{\ 2} + 0,0107 \cdot T_{пр}^{\ 3}},$$

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,025}{1 - 1,68 \cdot 1,381 + 0,78 \cdot (1,381)^2 + 0,0107 \cdot (1,381)^3} = 0,881$$

4.3. Расчет давления на входе в ГРС

Суммарное потребление газа потребителями:

$$\Sigma Q = 21218,5 + 50,0 + 460,7 + 845,73 + 914,5 + 2533,47 + 1979,46 + 2994,98 + 2275,63 = 33272,97 \quad м^3/час$$

2) Данная величина определяется при нормальных условиях, для перевода ее в массовый расход воспользуемся плотностью при нормальных условиях:

$$\rho_0 = 0,78 \frac{кг}{м^3}$$

$$G = \Sigma Q \cdot \rho_0 = 9,243 \cdot 0,78 = 7,21 \frac{кг}{с}$$

3) Скорость потока газа:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 9,243}{\pi \cdot 0,516^2} = 44,22 \frac{м}{с}$$

4) Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$\mathrm{Re} = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{44,22 \cdot 0,516}{12,41 \cdot 10^{-6}} = 1838639,81$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2 \cdot k}{d} \right)^{0,2} = 0,067 \left(\frac{158}{1838639,81} + \frac{2 \cdot 0,01}{516} \right)^{0,2} = 0,0111$$

Тогда давление на входе в ГРС определяется по формуле:

$$P_{вхГРС} = \sqrt{P_н^2 - \frac{16 \cdot G^2 \lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}{\pi^2 \cdot d^5}},$$

$$P_{вхГРС} = \sqrt{\left(6{,}2 \cdot 10^6\right)^2 - \frac{16 \cdot 7{,}21^2 \cdot 0{,}0111 \cdot 0{,}811 \cdot 465.12 \cdot 277 \cdot 450}{\pi^2 \cdot 0{,}516^5}} = 6{,}199 \ \ МПа$$

4.4. Расчет тупиковой разветвленной сети среднего давления.

Тупиковая разветвленная сеть среднего давления рассчитывается согласно следующему алгоритму:

1. Определить расчетные длины участков сети с учетом 10% надбавки на местные сопротивления.

$$L_p = 1{,}1 \cdot L,$$

2. Определить Q_p расчетное газа по участкам сети, начиная с конечного участка.
3. Выделить главное направление.
4. Для главного направления определить средний коэффициент $A_{ср}$ по формуле:

$$A_{ср} = \frac{P_н^2 - P_к^2}{L_{расч}},$$

5. Для каждого участка по величинам $A_{ср}$ и Q_p по номограмме для расчета газопровода высокого или среднего давления выбираем диаметр.
6. Параметр $A_{ср}$ не всегда соответствует определенному диаметру при заданном расходе, поэтому для данного D и по величинам Q_p найти уточненное значение коэффициента $A_{ут}$.
7. Зная $P_н$ и $A_{ут}$, найти $P_к$ по формуле:

$$P_к = \sqrt{P_н^2 - A_{ут} \cdot L_{расч}},$$

Значения $P_к$ для каждого участка не должны быть ниже чем минимальное установленное давление перед потребителем (0,15 МПа).

8. Аналогичный расчет отводов и ответвлений.
9. Все данные заносят в сводную таблицу .

Таблица 9. Сводные данные по каждому из участков.

Участок	Длина участка		Q_p	D	$А_{ут} * 10^7$	Давление	
	L , м	L_p, м	м^3/ч	мм	Па^2/м	$P_н$, кПа	$P_к$, кПа
Главное направление ГРС – ГРП–9, $A_{ср} = \frac{1200000^2 - 500000^2}{12540+12100+9350+6490+7370+4323+5390+4290+3190} = 2{,}1 * 10^7$							
0 - 1	11400	12540	33272,97	426х9	9,5	1200	1149
1 - 2	11000	12100	12054,47	325х8	8	1149	1106
2 - 3	8500	9350	12004,47	325х8	7,5	1106	1074
3 - 4	5900	6490	11543,77	273х7	19	1074	1015
4 - 5	6700	7370	10698,04	273х7	17	1015	952
5 – 6	3930	4323	9783,54	273х7	10	952	928
6 - 7	4900	5390	7804,08	219х6	30	928	837
7 – 8	3900	4290	4809,1	159х5	50	837	697
8 – 9	2900	3190	2533,47	159х5	30	697	625
Расчет отводов: Отвод 6-10, $A_{ср} = \frac{928^2 - 500^2}{7370} = 8{,}2 * 10^7$							
6 – 10	6700	7370	2994,98	219х6	5	928	907

Расчет отводов: Отвод 7-12, $A_{ср} = \frac{937^2 - 500^2}{3300} = 19 * 10^7$							
7 – 12	3000	3300	2994,98	219х6	6	937	926
Расчет отводов: Отвод 8-11, $A_{ср} = \frac{697^2 - 500^2}{1100} = 21{,}4 * 10^7$							
8 – 11	1000	1100	2275,63	219х5	15	697	685

4.5. Выбор регулятора давления

При расчете регулирующих клапанов часто используют понятие коэффициента пропускной способности регулятора k_v. Расчет производится по заданному расходу газа, плотности газа, давления перед клапаном и после него.

Избыточное давление на входе в узел редуцирования –6,199 МПа;

Избыточное давление на выходе из узла редуцирования – 0,3 МПа;

Суммарный объемный расход природного газа –33272,97 м^3/ч;

Температура природного газа перед регулятором давления – 277 К.

1) Определяем абсолютные давления газа на входе и выходе узла редуцирования:

$$P_1 = P_н + P_{бар} = 6{,}199 + 0{,}1013 = 6{,}3003 \ \ МПа$$

$$P_2 = P_к + P_{бар} = 0{,}3 + 0{,}1013 = 0{,}4013 \ \ МПа$$

2) Определяем режим течения газа через клапан регулятора давления

Т. к. Выражение

$$\frac{P_к}{P_н} = \frac{0{,}4013}{6{,}3003} = 0{,}0637 < 0{,}5$$

, то расчет коэффициента пропускной способности находим по формуле [3]:

$$K_v = \frac{Q}{2570 \cdot p_н} \sqrt{\rho_0 \cdot T_н},$$

где $p_н$ - значение давления до регулятора, МПа;

ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, $кг / м^3$;

$T_н$ - температура газа перед регулятором, К;

$$K_v = \frac{33272{,}97}{2570 \cdot 6{,}3} \sqrt{0{,}78 \cdot 277} = 30{,}6$$

3) По таблице [3, стр. 51] подбираем регулятор давления РД-50-80 с коэффициентом пропускной способности 40 и определяем запас пропускной способности:

$$Q = \frac{2570 \cdot P_н \cdot K_v}{\sqrt{\rho_0 \cdot T_н}},$$

$$Q = \frac{2570 \cdot 6{,}3 \cdot 40}{\sqrt{0{,}78 \cdot 275}} = 43636 \quad м^3 / с$$

По СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» [1] данная величина должна быть не менее 15% :

$$\Delta = \left| \frac{Q_{max} - Q_{рег}}{Q_{max}} \right|,$$

$$\Delta = \left| \frac{43636 - 33272{,}97}{43636} \right| = 23{,}7 \ \ \%$$

Регулятором давления принято называть устройство, автоматически поддерживающее рабочее давление в газопроводе на заданном уровне путем изменения количества газа, протекающего через регулирующий клапан. Он состоит из регулирующего и реагирующего устройств. Основная часть последнего - чувствительный элемент (например, мембрана). Основной частью регулирующего устройства является регулирующий орган и чувствительный элемент, которые соединены между собой исполнительной связью.

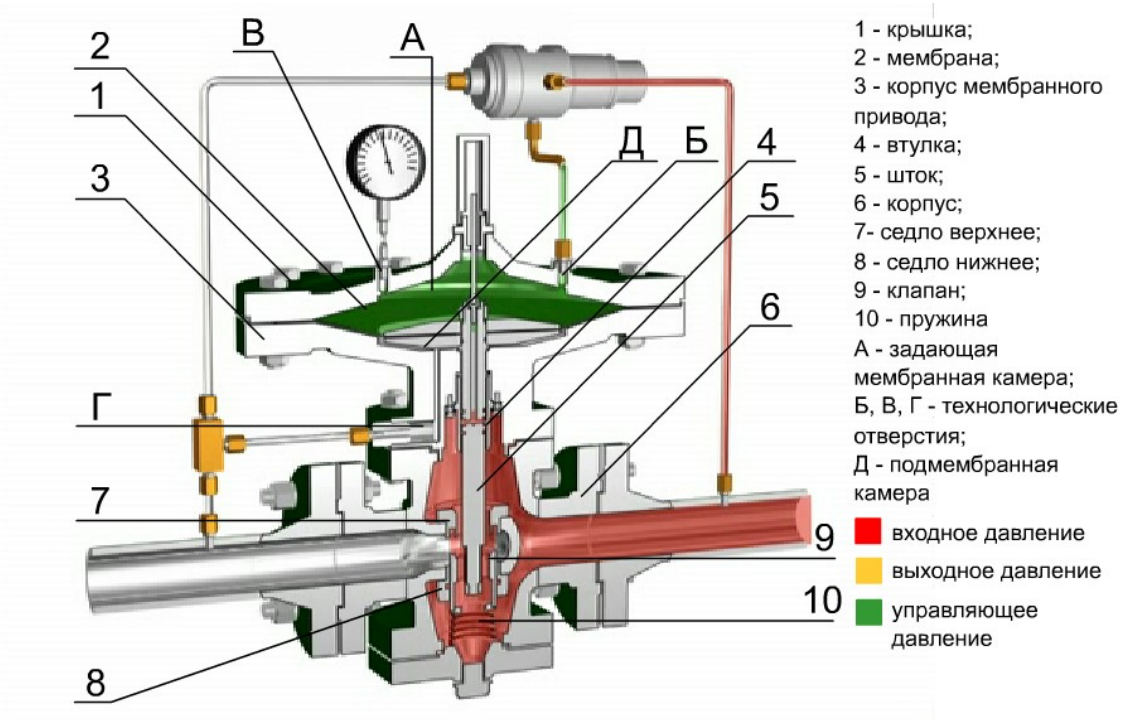


Рисунок 2. Схема работы регулятора давления РД-50-80.

Процесс регулирования давления протекает следующим образом (Рисунок 2): в задающей камере А регулятора пилотным регулятором РПО через технологическое отверстие Б подается постоянное управляющее давление, обеспечивающее необходимую величину давления на выходе регулятора (изменение управляющего давления отслеживается с помощью манометра через технологическое отверстие В). Если давление на выходе регулятора меньше заданного, то сила, действующая на мембрану 2 сверху, становится больше силы, действующей на мембрану снизу (подмембранная полость связана с регулируемым давлением на выходе регулятора черех

технологическое отверстие Г), и узел чувствительного элемента, состоящего из втулки 4, штока 5, клапана 9, и связанный с мембраной, перемещаясь вниз, увеличивает проходное сечение регулятора, в результате чего, количество протекающего газа увеличится и давление на выходе восстанавливается до заданного значения. Если давление на выходе регулятора выше заданного, чувствительный элемент, перемещаясь вверх, уменьшает проходное сечение регулятора, и давление на выходе уменьшается до заданного значения. Подвижная система регулятора уравновешена при равенстве регулируемого давления и управляющего давления.

4.6. Подбор предохранительных клапанов

Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления. Предохранительные запорные отсекающие клапаны типа ПКН и ПКВ поставляются комплектно с соответствующими регуляторами давления газа. Они устанавливаются до регулятора давления газа после фильтра. Промышленность выпускает два типа ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в случаях, когда после ГРП или ГРУ поддерживается низкое давление, второй – среднее.

Настройка пределов срабатывания отключающего устройства:

верхний предел – 125 % от Рвых / Рв = 1,25Рвых;

нижний предел – 5–10 % от Рвых / Рн = 0,1Рвых,

где Рвых – выходное давление после регулятора, МПа.

Габариты и тип клапана определяются типом регулятора давления. ПЗК обычно выбирают с таким же условным диаметром, как и у регулятора.

Предохранительные сбросные клапаны устанавливаются после регуляторов давления газа для исключения повышения давления газа в сети после ГРП, а при наличии расходомера – после расходомера.

ПСК настраивается на срабатывание при достижении значения

115 % от Рвых / Р = 1,15Рвых.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, определяют:

при наличии перед регулятором давления ПЗК по формуле ,0005,0

Q ≥ 0005,Qd

где Q - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение одного часа, м3/ч (при 0 ˚С и 0,10132 МПа); Qd - расчетная пропускная способность регулятора давления, м3 /ч (при 0 ˚С и 0,10132 МПа);

при отсутствии перед регулятором давления ПЗК по формулам:

для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$Q \geq 0{,}01 Q_d$

для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$Q \geq 0{,}02 Q_d$

При необходимости установки в ГРП (ГРУ) параллельно нескольких регуляторов давления количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по формуле $Q' \geq Qn$

где Q' - необходимое суммарное количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа, м3/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа); n - количество регуляторов давления газа, шт.; Q - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение одного часа для каждого регулятора, м3 /ч (при 0 °С и 0,10132 МПа).

Для нашего случая подбираем следующие предохранительные клапана:

Перед регулятором ПКН-50

После регулятора ПСК-50

К вспомогательным устройствам данного вида относятся:

- предохранительные запорные устройства (ПЗУ)
- предохранительные пружинные сбросные устройства (ПСУ).

Они предназначены для предотвращения чрезмерного повышения или понижения давления поступающего в газопроводы газа.

В ГРП ПЗУ устанавливают на газопроводе перед регулятором давления, а ПСУ - за регуляторами давления.

Предохранительные запорные устройства типа ПКН (ПКВ) являются полуавтоматическими устройствами. Устройство автоматически закрывается при выходе контролируемого давления за установленный верхний или нижний пределы, а открывается вручную.

Принцип работы клапана следующий: в открытом положении штифт рычага, сцеплен с крючком анкерного рычага. Нижний конец молотка упирается в выступ этого же рычага. Штифт молотка сцепляется с концом коромысла. Когда контролируемое давление находится в установленных пределах, пружина нижним торцом через тарелку упирается в выступ крышки мембранной коробки и не оказывает давления на мембрану.

Мембрана под действием давления снизу занимает среднее положение. Гайка прижата к тарелке пружины. Коромысло находится в горизонтальном положении и сцеплено со штифтом молотка. Когда давление под мембраной превысит предел, установленный пружиной, мембрана со штоком начнет подниматься, сжимая пружину. Поднимается и внутренний конец коромысла, а конец его выйдет из зацепления со штифтом молотка, упадет и ударит по концу анкерного рычага. Рычаг выйдет зацепления и упадет, в результате чего клапан окажется открытым. Когда давление под мембраной упадет ниже предела, установленного пружиной, мембрана со штоком начнет опускаться, наружный конец коромысла переместится вверх и выйдет из зацепления со штифтом молотка. В результате клапан окажется перекрытым.

4.8. Графическая часть

Заключение

Строительство и эксплуатация межпоселковых газопроводов и газораспределительных пунктов, инженерных коммуникаций при соблюдении всех условий, мероприятий и требований, изложенных в настоящем документе, не окажут необратимого негативного воздействия на окружающую природную среду Апшеронского района Краснодарского края и Майкопского района Республики Адыгея.

Выбросы загрязняющих веществ при эксплуатации газораспределительных пунктов не создают недопустимых концентраций загрязнения окружающей среды за пределами нормативной санитарно-защитной зоны.

Строительство и эксплуатация объекта, при выполнении запроектированных технических решений и мероприятий, ощутимого негативного влияния на поверхностные и подземные воды не окажет.

Реализация проекта не приведет к загрязнению территории района расположения объекта. Сохранение существующих условий ведения сельского хозяйства на отводимых во временное пользование землях обеспечивается проведением работ по технической и биологической рекультивации, характер землепользования на них будет ограничен только соблюдением правил технической эксплуатации магистральных газопроводов и кабелей связи.

Строительство межпоселковых газопроводов и газораспределительных пунктов не приведет к изменению транспортных условий в районе размещения объекта.

Газификация имеет важное социально-экономическое и экологическое значение. Замена природным газом традиционных видов топлив – твердого (дрова, торф, уголь) и жидкого (топочные мазуты) сопровождаются в первую очередь существенным снижением загрязнения атмосферы, почвы и грунтовых (поверхностных) вод.

Реализация проекта является важным экологическим и социально-экономическим мероприятием, позволяющим обеспечить надежное и безаварийное снабжение природным газом населения, промышленных и коммунальных объектов, а также существенно улучшить санитарно-бытовые условия проживания населения.

Литература

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
2. СНиП 42-01-2002. «Газораспределительные системы», Москва, Госстрой России 2004.
3. Проектирование и эксплуатация газораспределительных систем / Босюк О.С., Орехова И.В. Учебное пособие по дипломному и курсовому проектированию. М., 2009.
4. Газовые сети и газохранилища. /Общ.ред. проф. Прохорова А.Д. – М., 2004, – 359с.
5. Федорова Л.Я., Васильев Г.Г. и др. Газонаполнительные и газораспределительные станции. Изд. «Вектор Бук», Тюмень, 2003.
6. СНиП 42-01-2002. «Газораспределительные системы», Москва, Госстрой России 2004.
7. Проектирование и эксплуатация газораспределительных систем / Босюк О.С., Орехова И.В. Учебное пособие по дипломному и курсовому проектированию. М., 2009.
8. Газовые сети и газохранилища. /Общ.ред. проф. Прохорова А.Д. – М., 2004, – 359с.
9. ГОСТ 22667-82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе.
10. Закон РФ от 10.01.2002г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (ред. от 26.06.2007);
11. Закон РФ от 04.05.1999г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (ред. от 31.12.2005);
12. Закон РФ от 24.06.1998г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (ред. от 08.11.2007);
13. Закон РФ от30.03.1999г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (ред. от 01.12.2007);
14. Закон РФ от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе» (ред. от 16.05.2008);
15. "Водный кодекс Российской федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (принят ГД ФС РФ 12.04.2006),(ред. от 19.06.2007);

16. "Лесной кодекс Российской федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (принят ГД ФС РФ 08.11.2006), (ред. от 13.05.2008);
17. «Земельный кодекс РФ» от 25.10.2001 г N 136-ФЗ (принят ГД ФС РФ 28.09.2001), (ред. от 13.05.2008);
18. Постановления Правительства РФ от 21.11.2007 N 800, (принят ГД ФС РФ 28.11.2007);
19. Приказ МПР России от 15.06.2001г. №511 «Об утверждении критериев отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды»;
20. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372 «Об утверждении «Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 04.07.2000 N 2302);
21. «Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утв. Приказами Минприроды РФ и Роскомзема от 22.12.1995г. №525 и 67 (Зарегистрировано в Минюсте РФ 29.07.1996 N 1136);
22. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 10.04.2008 N 25 "Об Утверждении СанПиН 2.2.1./2.1.1.-2361-08" (вместе с "Изменения №1 к СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 новая редакция "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и других объектов") (Зарегистрировано в Минюсте РФ 07.05.2008 N 11637);