Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
Факультет «Заочный инженерно-экономический»
Кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент
Директор ООО «ЧелябинскпромГАЗ»
Л.И. Немелкова
28.06 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
д.т.н., профессор
В.И. Панферов
2016 г.

Газоснабжение п. Южный, г. Троицк, Челябинская область

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 140100.62.2016.609.661. ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»
преподаватель
С.В. Панферов
2016 г.

Руководитель проекта:
преподаватель
Е.Ю. Анисимова
2016 г.

Автор проекта:
студент группы ЗФ-548
К.В. Матковская
28.06 2016 г.

Нормоконтролер:
доцент
Л.Г. Старкова
28.06.16 2016 г.

Челябинск 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет	«Заочный инженерно-экономический»
Кафедра	«Теплогазоснабжение и вентиляция»
Направление	«Теплоэнергетика и теплотехника»
Профиль	«Теплогазоснабжение и микроклимат зданий»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой,
д.т.н., профессор
_____ В.И. Панферов
_____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу (проект) студента
Матковской Ксении Владимировны
(Ф.И.О. полностью)
Группа ЗФ-548

1. Тема проекта (работы) «Газоснабжение п. Южный, г. Троицк, Челябинская область»
утверждена приказом по университету от «15» апреля 2016 г. № 661

2. Срок сдачи студентом законченного проекта (работы) _____

3. Исходные данные к проекту (работе)

1. Техническое задание на проектирование
2. Топографическая съемка
3. План частного жилого дома
4. План котельной
5. Отчет о геологических изысканиях

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Описание объекта проектирования
2. Расчет расходов теплоты и расходов газа
3. Конструирование сетей газоснабжения
4. Гидравлический расчет сетей газоснабжения высокого давления
5. Гидравлический расчет сетей газоснабжения низкого давления
6. Гидравлический расчет внутридомового газопровода
7. Разработка профиля участка трассы
8. Газоснабжение частного жилого дома
9. Газоснабжение котельной
10. Подбор оборудования ГРП
11. Разработка схемы автоматизации

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 Общие данные.
2 План трасс наружного газопровода.
3 Профиль участка трассы наружного газопровода.
4 Газоснабжение частного жилого дома.
5. Газоснабжение котельной.
6. Размещение газорегуляторного пункта (ГРП).
7. Схема автоматизации

Всего 7 листов

6. Консультанты по проекту (работе), с указанием относящихся к ним разделов проекта:

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Специальная часть	Е.Ю. Анисимова		23.05.16
Автоматизация	С.В. Панферов		23.05.16

7. Дата выдачи задания

Руководитель

Задание принял к исполнению Устинская К.В.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов дипломного проекта (работы)	Срок выполнения этапов проекта (работы)	Отметка о выполнении
Специальная часть	Е.Ю. Анисимова	
Автоматизация	С.В. Панферов	

Заведующий кафедрой _____ / В.И. Панфёров /
(подпись)

Руководитель проекта _____ / Е.Ю. Анисимова /
(подпись)

Студент _____ / К.В. Матковская /
(подпись)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ 7
2. РАСЧЕТ РАСХОДОВ ТЕПЛОТЫ И РАСХОДОВ ГАЗА 10
3. КОНСТРУИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 16
4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
4.1. Гидравлический расчет сетей высокого давления 19
4.2. Гидравлический расчет сетей низкого давления 21
5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТНОГО ЖИЛОГО ДОМА 35
6. РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЯ УЧАСТКА ТРАССЫ 42
7. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ 48
8. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРП 57
9. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГРП 66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 70
ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Номограмма для определения диаметров газопроводов высокого давления 71
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Номограмма для определения диаметров газопроводов низкого давления 72
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Опросный лист на подбор ГРП 73
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Технические характеристики счетчика газа 74
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Технические характеристики газового отопительного котла 75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 76

Графическая часть:

Лист 1 – Общие данные;
Лист 2 – План трасс наружного газопровода;
Лист 3 – Профиль участка трассы наружного газопровода;
Лист 4 – Газоснабжение частного жилого дома;
Лист 5 – Газоснабжение котельной;
Лист 6 – Размещение газорегуляторного пункта (ГРП);
Лист 7 – Схема автоматизации ГРП.

ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность является одной из наиболее динамичных, бурно развивающихся отраслей народного хозяйства. Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, который осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов использования его в городах, уже газифицированных к настоящему времени, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

Увеличение газопотребления обосновывается результатами большого количества проведенных экономических анализов и исследований, подтверждающих экономическую выгоду использования газа для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления (по сравнению с твердотопливными и электрическими источниками получения энергии).

Объект работы: п. Южный, г. Троицк, Челябинская область.

Предмет работы: проектирование систем газоснабжения поселка.

Цель работы: разработать проект газоснабжения населения (частных жилых домов) и коммунально-бытовых потребителей п. Южный (кафе, школа, здание администрации) природным газом по ГОСТ 5542-2014 с низшей теплотой сгорания 8000 ккал/м^3.

Задачи работы:

1. Рассчитать потребность в теплоте населением п. Южный;
2. Определить расход газа на поселок с учетом перспективы развития;
3. Сконструировать сеть газоснабжения потребителей;
4. Произвести гидравлический расчет сетей газоснабжения высокого и низкого давления;
5. Спроектировать систему газоснабжения котельной;
6. Спроектировать газоснабжение типового частного жилого дома поселка;
7. Разместить на местности газорегуляторный пункт (ГРП);
8. Подобрать оборудование ГРП;
9. Разработать систему автоматизации ГРП.

Актуальность работы

Представленная работа выполнена в соответствии с актуальной нормативной документацией, а также предусматривает применение деталей и методик по действующим ГОСТ.

В работе предусмотрен заказ современного оборудования (котлы газовые настенные с коаксиальными дымоходами, система индивидуального контроля загазованности с электромагнитным клапаном, индивидуальный подбор комплектной установки ГРП по опросному листу) в сочетании с использованием типовых решений и разработок по сериям (например, серия 5.905-28.08 «Дымовые и вентиляционные каналы из асбестоцементных труб газифицируемых помещений»).

Представленная выпускная квалификационная работа выполняется на основании:

- технического задания на проектирование;
- топографической съемки местности;
- отчета о геологических изысканиях;
- плана типового частного жилого дома;
- плана котельной.

Применимость результатов на практике:

По окончанию работы полученные автором результаты применимы на практике в качестве самостоятельного проекта газоснабжения поселка. Для реализации проекта необходимо дополнение разработкой сметной документации. Также возможно использование фрагментов выпускной квалификационной работы в качестве самостоятельных проектов (например, газоснабжение типового частного жилого дома).

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Данным дипломным проектом разрабатывается газоснабжение 64 жилых домов по улицам Чесменская, Кызылтанская, Коллективная, Казахстанская, Артельная и пер. Безымянная в п. Южный, г. Троицк, Челябинская область. В объем потребления газа поселком заложена перспектива газоснабжения 150 строящихся домов в южной части поселка. Также проектом предусмотрено газоснабжение предприятия общественного питания (кафе) и котельной, питающей школу и здание администрации.

Место подключения проектируемого газопровода (начало трассы) к существующему на выходе из земли Ду80 на нерабочем газопроводе-отводе высокого давления (отпайка от существующего подземного стального газопровода высокого давления Ру0,6 МПа, D=273 мм к пос. Золотая Сопка), предусмотренного на перспективу газификации поселка Южный.

Снижение давления газа до требуемого для работы газоиспользующего оборудования потребителей производится в проектируемом газорегуляторном пункте (ГРП), расположенного в 50 м от места врезки в существующий газопровод.

Проектируемы сети газоснабжения поселка предусматриваются:

- для высокого давления до ГРП – стальные в надземном исполнении, проложенные на опорах;

- для низкого давления от ГРП до объектов газоснабжения – подземного исполнения из полиэтиленовых труб, проложенные по улицам поселка.

Конец трасс – краны с заглушками на выходах из земли у газифицируемых жилых домов.

Сети низкого давления, снабжающие поселок, проектируются в подземном исполнении из полиэтиленовых труб.

Климатическая характеристика

Климат района – резко-континентальный. Отопительный период равен 6,5 месяцев.

Исходными данными являются климатические параметры, соответствующие г. Троицк, Челябинская область (принимаются характеристики по г. Верхнеуральск Челябинской области РФ из справочных таблиц СП 131.13330.2012 Актуализированная версия СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»).

Проект разработан для следующих климатических условий:

1. зона влажности – сухая;
2. температура наиболее холодной пятидневки -34 °С;
3. продолжительность отопительного периода 221 суток;
4. средняя температура отопительного периода -7,5 °С;
5. скорость ветра 3,0 м/с.

Инженерно-геологическая характеристика

Участок проектирования и строительства газопровода находится в п. Южный г. Троицка, Челябинской области, расположен среди жилых домов частного сектора, пересекается рядом инженерных коммуникаций. Рельеф участка относительно ровный. Абсолютные отметки по устьям скважин колеблются в пределах 170,35-184,35 м. Перепад высот составляет 14 м.

В пределах исследованной территории на момент изысканий на исследуемой глубине не вскрыт ни один водоносный горизонт.

Нормативная глубина сезонного промерзания глинистых грунтов – 1,73м, песчаных грунтов – 2,11м, крупнообломочных и скальных – 2,56м (рассчитана по п.5.5.3 СП 22.13330.2011).

Интенсивность сейсмических воздействий для района строительства согласно СП 14.13330.2011 – район несейсмичный.

Грунты по трассам строительства газопроводов (выдержки из отчета шифр 2263-Г.03.15/13/15-ИГИ):

ИГЭ – 1 Насыпной слой tQ_{IV}, представлен щебнем и погребенным под ним почвенно-растительным слой, мощность слоя 0,8м.

ИГЭ – 1а Почвенно-растительный слой Q_{IV}, мощность слоя 0,1-0,5м.

ИГЭ – 2 Песок alQ_{IV}, средней крупности, коричневого цвета, средней плотности, с включениями кварца, линзами суглинка коричневого цвета и гнездами глины, мощность слоя 0,8-2,8м до разведанной глубины. Грунт непучинистый. Коррозионная активность грунта изменяется от неагрессивной до сильноагрессивной к бетону марки W4 по водонепроницаемости, грунт к углеродистой и низколегированной стали – неагрессивен.

ИГЭ – 3 Суглинок $dl\text{-}alQ_{IV}$, светло-серого, серого, серо-зеленого, темно-серого, светло-коричневого, коричневого, зеленовато-коричневого, темно-коричневого, желто-коричневого цвета, твердой консистенции, с включением дресвы, с единичными включениями гальки кварца, с прослойками, гнездами и

линзами песка и глины, мощность слоя 1,2-2,9 м до разведанной глубины. Грунт слабопучинистый. Коррозионная активность грунта изменяется от неагрессивной до сильноагрессивной к бетону марки W4 по водонепроницаемости, грунт к углеродистой и низколегированной стали – высокоагрессивен.

ИГЭ – 4 Опока P_2^{2-3}, темно-серого цвета, сильновыветрелая, пониженной прочности, сильнотрещиноватая, по трещинам суглинок темно-серого цвета, мощность слоя 0,8-1,8м до разведанной глубины. Грунт непучинистый в зоне промерзания. Коррозионная активность грунта сильноагрессивная к бетону марки W4 по водонепроницаемости, грунт к углеродистой и низколегированной стали – неагрессивен.

Грунты прокладки трасс газа – ИГЭ 2,3,4.

2 РАСЧЕТ РАСХОДОВ ТЕПЛОТЫ И РАСХОДОВ ГАЗА

Расход газа на коммунально-бытовые и теплофикационные нужды поселка зависит от числа жителей.

Численность населения (N) газифицируемой части поселка Южный составляет 856 человек (с учетом перспективы развития поселка).

Определение расхода теплоты на технологические нужды при потреблении газа на предприятиях общественного питания (кафе)

Рассматриваемое в проекте предприятие общественного питания (кафе) работает неполный день, значит, расход теплоты составляется из расходов теплоты на приготовление завтрака и обеда.

Годовой расход теплоты предприятием общественного питания (кафе) на технологические нужды $Q_{ПОП}$, МДж/год, определяется по формуле 2.1.

$$Q_{ПОП\ год} = 360 \cdot z_{ПОП} \cdot Y_{ПОП} \cdot N \cdot q_{ПОП}, \quad (2.1)$$

где $z_{ПОП}$ - доля населения города, пользующегося предприятиями общественного питания;

$Y_{ПОП}$ - доля предприятий общественного питания города, использующих газ в виде топлива;

N - число жителей;

$q_{ПОП}$ - объединенная норма расхода теплоты на приготовление завтраков и обедов (по СП 42-101-2003 Приложение А, таблица А.1).

$Q_{ПОП\ год} = 360 \cdot 0,2 \cdot 1 \cdot 856 \cdot (4,2 + 2,1) = 0,39 \cdot 10^6$ МДж/год.

Годовой расход газа $V_{ПОП\ год}$, $м^3$/год, для предприятия общественного питания (кафе) на технологические нужды определяется по формуле 2.2.

$$V_{ПОП\ год} = Q_{ПОП} / Q_Р^Н, \quad (2.2)$$

где $Q_{ПОП}$ - годовой расход теплоты предприятием общественного питания, МДж/год;

$Q_Р^Н$ - низшая теплота сгорания, МДж/$м^3$.

Газоснабжение по проекту предусматривается природным газом по ГОСТ 5542-2014, низшая теплота сгорания $Q_Р^Н$ =8000 ккал/м³ = 33,49 МДж/$м^3$.

$V_{ПОП\ год} = 0,39 \cdot 10^6 / 33,49 = 0,012 \cdot 10^6$ $м^3$/год.

Часовой расход газа $V_{ПОП\ час}$, $м^3$/ч, для предприятия общественного питания (кафе) на технологические нужды определяется с учетом коэффициента часового максимума потребления по формуле 2.3.

$$V_{ПОП\ час} = V_{ПОП\ год} / m, \quad (2.3)$$

где $V_{ПОП\ год}$ - годовой расход газа предприятием общественного питания, $м^3$/год;

m - количество часов использования максимума нагрузки в году (ч/год), принимают по [3] табл. 2 и 3.

$V_{ПОП\ час} = 0{,}012 \cdot 10^6 / 2000 = 5{,}8\ м^3/ч.$

Так как 1 ккал составляет 1,163 Вт, значит, часовой расход теплоты на технологические нужды предприятия общественного питания составляет:

$Q_{техн} = V_{ПОП\ час} \cdot Q_P^H = 5{,}8 \cdot (8000 \cdot 1{,}163 / 1000) = 53{,}94$ кВт.

Определение расхода теплоты на отопление общественных зданий (здание кафе, школы и администрации поселка)

Расчетную часовую тепловую нагрузку на отопление $Q_{o\ max}$, Гкал/ч, вычисляем по формуле 2.4.

$$Q_{o\ max} = \alpha \cdot V \cdot q_o \cdot (t_j - t_o) \cdot (1 + К_{ир}) \cdot 10^{-6}, \quad (2.4)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от t_o = -30 °С, при которой определено соответствующее значение q_o;

V - объем здания по наружному обмеру, $м^3$;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при t_o = -30 °С, ккал/$м^3 \cdot$ ч $\cdot$ °С;

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

$t_{o.}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С;

$К_{ир}$ - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором.

Расчетный коэффициент инфильтрации $К_{ир}$ вычисляем по формуле 2.5.

$$К_{ир} = 10^{-2} \cdot \sqrt{(2 \cdot g \cdot L \cdot (1 - (273 + t_o) / (273 + t_j) + W_o^2)}, \quad (2.5)$$

где g - ускорение свободного падения, $м/с^2$;

L - свободная высота здания, м;

W_o - скорость ветра, м/с;

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

$t_{o.}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С.

$К_{ир\ ПОП} = 10^{-2} \cdot \sqrt{(2 \cdot 9{,}8 \cdot 3{,}0 \cdot (1 - (273 + (-34)) / (273 + 16) + 3{,}0^2)} = 0{,}04.$

Расчетная часовая тепловая нагрузка на отопление кафе $Q_{o\ max\ ПОП}$, Гкал/ч, составляет:

$Q_{o\ max\ ПОП} = 0{,}96 \cdot 415 \cdot 0{,}35 \cdot (16 - (-34)) \cdot (1 + 0{,}04) \cdot 10^{-6} = 0{,}007$ Гкал/ч = 8,14 кВт.

Определение расчетной часовой тепловой нагрузки на отопление здания школы и администрации производится аналогичным образом:

$К_{ир\ шк} = 10^{-2} \cdot \sqrt{(}\ 2 \cdot 9,8 \cdot 3,0 \cdot (1 – (273 + (-34)) / (273 + 16) + 3,0^2) = 0,04;$

$Q_{o\ max\ шк} = 0,96 \cdot 1750 \cdot 0,39 \cdot (16 – (-34)) \cdot (1 + 0,04) \cdot 10^{-6} = 0,034$ Гкал/ч = 39,54 кВт;

$К_{ир\ адм} = 10^{-2} \cdot \sqrt{(}\ 2 \cdot 9,8 \cdot 3,0 \cdot (1 – (273 + (-34)) / (273 + 18) + 3,0^2) = 0,04;$

$Q_{o\ max\ адм} = 0,96 \cdot 350 \cdot 0,43 \cdot (18 – (-34)) \cdot (1 + 0,04) \cdot 10^{-6} = 0,008$ Гкал/ч = 9,3 кВт.

Так как школу и здание администрации обслуживает единая котельная, то производим расчет суммарной нагрузки на отопление для котельной:

$Q_{o\ max} = Q_{o\ max\ шк} + Q_{o\ max\ адм} = 0,034 + 0,008 = 0,042$ Гкал/ч = 48,84 кВт.

Определение расхода теплоты на вентиляцию общественных зданий (здание кафе, школы и администрации поселка)

Расчетную часовую тепловую нагрузку на вентиляцию Q_V, Гкал/ч, вычисляем по формуле 2.6.

$$Q_V = \alpha \cdot V \cdot q_V \cdot (t_j – t_V) \cdot 10^{-6}, \qquad (2.6)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от t_o = -30 °С, при которой определено соответствующее значение q_o;

V - объем здания по наружному обмеру, $м^3$;

q_V - удельная тепловая вентиляционная характеристика здания, зависящая от назначения и строительного объема вентилируемого здания, $ккал/м^3 \cdot ч \cdot °С$;

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

t_V - расчетная температура наружного воздуха для проектирования приточной вентиляции, °С.

$Q_{V\ ПОП} = 0,96 \cdot 415 \cdot 0,7 \cdot (16 – (-34)) \cdot 10^{-6} = 0,014$ Гкал/ч = 16,28 кВт.

Определение расчетной часовой тепловой нагрузки на вентиляцию здания школы и администрации производится аналогичным образом:

$Q_{V\ шк} = 0,96 \cdot 1750 \cdot 0,09 \cdot (16 – (-34)) \cdot 10^{-6} = 0,008$ Гкал/ч = 9,3 кВт;

$Q_{V\ адм} = 0,96 \cdot 350 \cdot 0,09 \cdot (18 – (-34)) \cdot 10^{-6} = 0,002$ Гкал/ч = 2,33 кВт.

Так как школу и здание администрации обслуживает единая котельная, то производим расчет суммарной нагрузки на вентиляцию для котельной:

$Q_{V\ max} = Q_{V\ шк} + Q_{V\ адм} = 0,008 + 0,002 = 0,01$ Гкал/ч = 11,63 кВт.

Определение расхода теплоты на горячее водоснабжение (ГВС) общественных зданий (здание кафе, школы и администрации поселка)

Расчетную часовую тепловую нагрузку на горячее водоснабжение (ГВС) $Q_Г$, Гкал/ч, вычисляем по формуле 2.7.

$$Q_Г = (\alpha \cdot N \cdot (55 - t_c) \cdot 10^{-6}) / T, \quad (2.7)$$

где α - норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки;
N - количество единиц измерения, отнесенное к суткам;
t_c - температура водопроводной воды в отопительный период, °С;
T - продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, ч.

Согласно техническому заданию рассматриваемое предприятие общественного питания (кафе) предназначено к посещению 20% населения поселка (с учетом перспективы развития).

$Q_{Г\,ПОП} = (8 \cdot 147 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}) / 6 = 0{,}007$ Гкал/ч = 8,14 кВт.

Определение расчетной часовой тепловой нагрузки на ГВС здания школы и администрации производится аналогичным образом:

$Q_{Г\,шк} = (8 \cdot 80 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}) / 12 = 0{,}003$ Гкал/ч = 3,49 кВт;

$Q_{Г\,адм} = (6 \cdot 5 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}) / 8 = 0{,}0002$ Гкал/ч = 0,23 кВт.

Так как школу и здание администрации обслуживает единая котельная, то производим расчет суммарной нагрузки на вентиляцию для котельной:

$Q_{Г\,max} = Q_{Г\,шк} + Q_{Г\,адм} = 0{,}003 + 0{,}0002 = 0{,}0032$ Гкал/ч = 3,72 кВт.

Газоснабжение по проекту предусматривается природным газом по ГОСТ 5542-2014, низшая теплота сгорания $Q_Р^Н$ =8000 ккал/м³ = 9,3 кВт/м^3.

Расчет расхода газа на нужды населения поселка $V_{ж\,д}$, м^3/ч, осуществляется по формуле 2.8. Согласно техническому заданию в проекте предусматривается установка одной четырехкомфорочной газовой плиты (расход газа 1,2 м^3/ч) и одного газового отопительного котла (20 кВт с расходом газа 2,04 м^3/ч) в каждом жилом доме поселка. Общее количество домов – 214 штуки (64 – существующие и 150 – в перспективе).

$$V_{ж\,д} = (К_{кот} \cdot n \cdot V_{кот}) + (К_{ПГ} \cdot m \cdot V_{ПГ\text{-}4}), \quad (2.8)$$

где $К_{кот}$ - коэффициент одновременности для работы котла;
$К_{ПГ}$ - коэффициент одновременности для работы плиты;
n - количество работающих котлов;
m - количество работающих плит;

$V_{кот}$ - расход газа котлом, $м^3/ч$;

$V_{ПГ-4}$ - расход газа четырех горелочной плитой, $м^3/ч$.

$V_{ж\ д} = (0,85 \cdot 214 \cdot 2,04) + (0,2 \cdot 214 \cdot 1,2) = 422,44\ м^3/ч.$

$Q_{ж\ д} = V_{ж\ д} \cdot Q_P^H = 422,44 \cdot 9,3 = 3930,34$ кВт.

Расход газа $V_{i\ год}$, $м^3/год$, для любого потребителя города определяется по формуле 2.9.

$$V_{i\ час} = Q_i / Q_P^H, \qquad (2.9)$$

где Q_i - часовой расход теплоты соответствующего потребителя газа, кВт/ч;

Q_P^H - низшая теплота сгорания, $кВт/м^3$.

$V_{адм\ час} = 11,86 / 9,3 = 1,27\ м^3/ч;$

$V_{шк\ час} = 52,33 / 9,3 = 5,63\ м^3/ч.$

Так как школу и здание администрации обслуживает единая котельная, то производим расчет суммарной расхода газа для котельной:

$V_{кот\ час} = V_{адм\ час} + V_{шк\ час} = 1,27 + 5,63 = 6,9\ м^3/ч.$

Результаты произведенных расчетов сведем в таблицу 1 выпускной квалификационной работы.

Таблица 1 – Расход газа п. Южный

№ п/п	Потребитель	Часовой расход теплоты, кВт				Суммарный часовой расход теплоты, ∑Q, кВт	Часовой расход газа, $V_{час}$, $м^3/ч$
		на отопление, $Q_{от}$	на ГВС, $Q_{ГВС}$	на вентиляцию, $Q_{вент}$	на технологию, $Q_{техн}$		
1	Частные жилые дома	3930,34		-	-	3930,34	422,44
2	Предприятия общественного питания (кафе)	8,14	8,14	16,28	53,94	86,50	9,30
3	Котельная	48,84	3,72	11,63	-	64,19	6,90
3.1	Администрация	9,3	0,23	2,33	-	11,86	1,27
3.2	Школа	39,54	3,49	9,3	-	52,33	5,62
					Итого	4081,03	438,63

На основании произведенных расчетов можно сделать вывод, что расчетная нагрузка на котельную для газоснабжения здания администрации и школы составляет 64,19 кВт, а общий расход газа на поселок с учетом перспективы развития составляет 439 $м^3$/час.

При подборе оборудования котельной (подробнее см. раздел 7 «Газоснабжение котельной») необходимо учитывать расходы на собственные нужды котельной, потери в тепловой сети до энергопотребляющих объектов и необходимость резервирования для предусмотрения аварийных ситуаций. С учетом перечисленных мероприятий нагрузка на котельную увеличивается до 92 кВт с часовым расходом газа 9,1 $м^3$/ч.

Следовательно общий расход газа на поселок с учетом подбора котельного оборудования составляет 440,84 $м^3$/час.

3 КОНСТРУИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

В выпускной квалификационной работе разрабатываются сети высокого (0,6 МПа) и низкого (3,0 кПа) давления.

В газоснабжаемой части п. Южный потребители газа представлены предприятием общепита (ПОП) - кафе, газовой котельной, газоснабжающей здание администрации и школы и частными жилыми домами. Газоиспользующее оборудование всех потребителей газа работает на низком давлении.

Трасса распределительного газопровода низкого давления берет начало от выхода из ГРП, расположенного по улице Чесменской, у дома 8а; заканчивается у потребителей газа – индивидуальных жилых домов в количестве 64 штук.

Предусматривается установка ГРП для снижения давления газа, поступающего к потребителю, до необходимого и автоматического его поддержания постоянным независимо от расхода газа и колебания его давления до ГРП. Кроме того, на ГРП осуществляют очистку газа от механических примесей, контроль за входным и выходным давлением и температурой, учет расхода (в случае отсутствия специального пункта измерения расхода), предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода сверх допустимых пределов.

Система газоснабжения района проектируется одноступенчатой – установка ГРП для соединения газопроводов высокого и низкого давлений между собой. Все потребители газа подключаются к сети низкого давления после установки ГРП.

ГРП устанавливается на фундамент из железобетонных фундаментных блоков. Фундамент выполняется на одной отметке во избежание перекосов во фланцевых соединениях технологического оборудования ГРП. Площадка ГРП ограждается металлическим проветриваемым ограждением (проектирование конструкции ограждения не входит в объем данного проекта). В пределах ограждения площадка засыпается щебнем и уплотняется.

Схема трассировки уличных распределительных газопроводов низкого давления принимается тупиковой из соображений экономической выгоды, простоты в эксплуатации, низкой металлоемкости. Минусом принятой тупиковой схемы является меньшая надежность системы, по сравнению с кольцевой.

Прокладка всех газопроводов низкого давления – распределительных и газопроводов-вводов – предусмотрена подземная из полиэтиленовых труб.

Надземная прокладка газопровода предусмотрена только для стального газопровода высокого давления от выхода из земли (врезки в существующий газопровод) до ГРП.

Газопровод высокого давления прокладывается надземно - на опорах высотой 2,2 м, а в случае перехода над дорожным проездом – на опорах высотой 5,0 м. Опоры предусмотрены буронабивные из электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Обозначение трассы подземного газопровода предусмотрено путем укладки сигнальной ленты желтого цвета с несмываемой надписью «Осторожно ГАЗ!» на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного газопровода.

Для определения местоположения подземного газопровода на углах поворота трассы предусматриваются опознавательные таблички с привязками. Таблички устанавливаются на капитальных зданиях и сооружениях в доступных местах.

Для прокладки газопроводов сети низкого давления используются уличные проезды в пределах застройки района. Подключение сосредоточенных потребителей к тупиковому газопроводу осуществляется с помощью ответвлений, длина которых для повышения надежности газоснабжения предусматривается минимальной.

В целях сохранности для проектируемого газопровода определена охранная зона, устанавливаемая вдоль трассы наружного газопровода в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2,0 м с каждой стороны от оси газопровода; вокруг отдельно стоящего ГРП – в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10,0 м от границы ГРП.

В целях управления газовыми потоками в системе предусматривается установка отключающих устройств. Для отключения проектируемого газопровода от существующей сети высокого давления служит проектируемая задвижка, устанавливаемая на выходе из земли. Для отключения ГРП предусмотрены задвижка на выходе из земли и на выходе из ГРП. Ввиду большой протяженности трасс распределительных газопроводов по улицам поселка предусмотрена линейная отключающая арматура в подземном исполнении (полиэтиленовые краны). Отключение потребителей от сети низкого давления предусмотрено кранами у потребителей на выходе из земли перед вводом в жилые дома. Для опорожнения и продувки служат продувочные штуцера с кранами в местах надземной

установки задвижек, продувочные штуцера на стояках выходов из земли у потребителей.

Для сохранности подземного газопровода при пересечении главных дорог поселка газопровод заключается в футляр для его защиты при реконструкции дороги.

Газопроводы низкого давления пересекают существующие кабели связи. Такие пересечения выполняются без футляров. Расстояние по вертикали между наружными стенками выдерживается не менее 500 мм.

Принятые в настоящем разделе решения оформлены графически на генплане района в виде плана трасс наружного газопровода (см. лист 2 графической части).

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Гидравлический расчет сетей высокого давления

Задачей гидравлического расчета газопровода является определение оптимального диаметра газопровода для рассчитанной потребности в газе, а также гидравлического сопротивления сети.

Определим среднее значение удельных потерь давления $A_{ср}$, $МПа^2/м$, на 1 м расчетного пути по формуле 4.1.

$$A_{ср} = (P_н^2 - P_к^2) / \sum L_р, \quad (4.1)$$

где $P_н$ - давление в начале участка, МПа;

$P_к$ - давление в конце участка, МПа;

$L_р$ - расчетная длина участка, м.

$A_{ср} = (0,6^2 - 0,5997^2) / 64,4 = 0,47 \cdot 10^{-5}$ $МПа^2/м$.

Предполагается, что располагаемый перепад давления затрачивается равномерно по всей распределительной сети. Зная расчетный расход газа V, $м^3/час$, на участке (V=440,84 $м^3/час$) и средние удельные потери давления $A_{ср}$, подбираем диаметр газопровода с помощью номограммы из Приложения А так, чтобы значение $A_{ср}$ для каждого участка было бы максимально близким к $A_д$.

Согласно техническому заданию принимаем диаметр газопровода высокого давления Ду100 с $A_д=0,45 \cdot 10^{-5}$ $МПа^2/м$. Максимальное начальное давление (высокое) от врезки $P_н$=0,6 МПа, начальный диаметр газопровода в месте врезки – Ду80.

Определяем давление в конце участка $P_к$, МПа, по формуле 4.2.

$$P_к = \sqrt{P_н^2 - A_д \cdot L_р}, \quad (4.2)$$

где $P_н$ - давление в начале участка, МПа;

$A_д$ - действительное значение удельных потерь давления, $МПа^2/м$;

$L_р$ - расчетная длина участка, м.

$P_к = \sqrt{0,6^2 - 0,45 \cdot 10^{-5} \cdot 64,4} = 0,5997$ МПа.

Схема сети газопроводов высокого давления для наглядности гидравлического расчета приводится на рисунке 1.

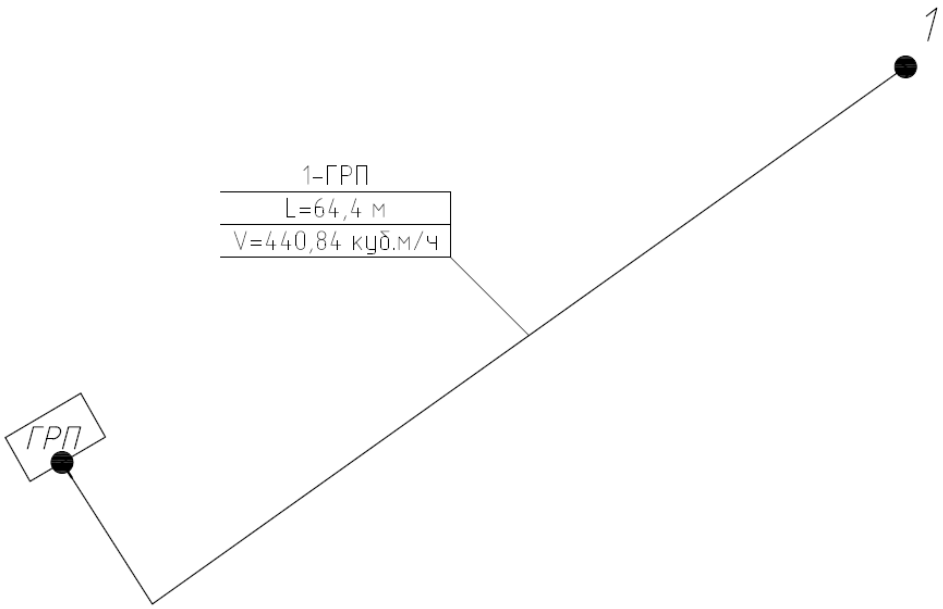


Рисунок 1 - Схема сети газопроводов высокого давления

Гидравлический расчет сводим в таблицу 2.

Таблица 2 - Гидравлический расчет тупиковой сети высокого давления п.Южный

№ участка	Длина участка, м		Расчетный расход газа, V, $м^3$/час	Диаметр газопровода, d, мм	$А_д$, $МПа^2/(м \cdot 10^5)$	$А_д \cdot L_р$, $МПа^2 \cdot 10^{-5}$	Давление на участке, МПа	
	по плану L	Расчетная $L_р=1,1 \cdot L$					в начале, $Р_н$	в конце $Р_к=\sqrt{Р_н^2 - А_д L_р}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчет основного направления «врезка - ГРП»								
Среднее значение удельных потерь давления $А_{ср} = 0,47 \cdot 10^{-5}$ $МПа^2/м$								
1-ГРП	58,5	64,4	440,84	100	0,45	28,96	0,6	0,5997

Согласно произведенному расчету диаметр газопровода высокого давления от точки подключения к существующему газопроводу до газораспределительного пункта (ГРП) принимается Ду100. Конечное давление на расчетном участке (на вводе в ГРП) составит 0,5997 МПа.

4.2 Гидравлический расчет сетей низкого давления

Гидравлический расчет тупиковых сетей низкого давления проводится прежде всего для основного направления. Основное направление выбирается от ГРП до самого удаленного потребителя (дом №2 по ул. Артельная).

Начальным давлением для основной магистрали является давление на выходе из ГРП ($P_н$ = 0,003 МПа), конечное давление для потребителей газа низкого давления $P_к$, кПа, определяется по формулам 4.3 – 4.11.

Падение давления на участке газовой сети низкого давления определяем по формуле 4.3.

$$P_н - P_к = (10^6 / 162\ \pi^2) \cdot \lambda \cdot (Q_0^2 / d^5) \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (4.3)$$

где $P_н$ - давление в начале участка, Па;

$P_н$ - давление в конце участка, Па;

λ - коэффициент гидравлического трения;

Q_0 - расход газа, $м^3$/ч, при нормальных условиях;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса Re, определяемым по формуле 4.4, и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию 4.5.

$$Re = Q_0 / (9\ \pi \cdot d \cdot \upsilon) = 0{,}0354 \cdot Q_0 / (d \cdot \upsilon), \quad (4.4)$$

где Q_0 - расход газа, $м^3$/ч, при нормальных условиях;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

υ - коэффициент кинематической вязкости газа, $м^2$/с, при нормальных условиях.

$$Re \cdot (n / d) < 23, \quad (4.5)$$

где Re - число Рейнольдса;

n - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных - 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см;

d - внутренний диаметр газопровода, см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа ($Re \leq 2000$) по формуле 4.6;
- для критического режима движения газа $Re = 2000 – 4000$ по формуле 4.7;
- для гидравлически гладкой стенки (неравенство 4.5 справедливо), при условии $4000 < Re < 100000$ по формуле 4.8;
- для гидравлически гладкой стенки (неравенство 4.5 справедливо), при условии $Re > 100000$ по формуле 4.9;
- для шероховатых стенок (неравенство 4.5 несправедливо) при условии $Re > 4000$ по формуле 4.10.

$$\lambda = 64/Re, \quad (4.6)$$

$$\lambda = 0{,}0025 \cdot Re^{0{,}333}, \quad (4.7)$$

$$\lambda = 0{,}3164 / Re^{0{,}25}, \quad (4.8)$$

$$\lambda = 1 / (1{,}821 \cdot g \cdot Re - 1{,}64)^2, \quad (4.9)$$

$$\lambda = 0{,}11 \cdot (n / d + 68/Re)^{0{,}25}, \quad (4.10)$$

где Re - число Рейнольдса;

n - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных - 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных - 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см;

d - внутренний диаметр газопровода, см.

Схема сети газопроводов низкого давления для наглядности гидравлического расчета приводится на рисунке 1.

Для проведения гидравлического расчета необходимо знать расходы газа на каждом участке распределительного газопровода (то есть расход газа на каждый дом).

Расход газа на каждом участке V_i, $м^3/ч$, определяется по формуле 4.11. Согласно техническому заданию в проекте предусматривается установка одной четырех горелочной газовой плиты (расход газа 1,2 $м^3/ч$) и одного газового отопительного котла (20 кВт с расходом газа 2,04 $м^3/ч$) в каждом жилом доме поселка.

В котельной (на ответвлении №12) устанавливается 2 котла THERM 32 TCLN (расход газа – 3,71 $м^3/ч$) и 1 котел THERM 28 TCLN (расход газа – 3,25 $м^3/ч$).

$$V_i = (К_{кот} \cdot n \cdot V_{кот}) + (К_{ПГ} \cdot m \cdot V_{ПГ-4}), \quad (4.11)$$

где $К_{кот}$ - коэффициент одновременности для работы котла;

$К_{ПГ}$ - коэффициент одновременности для работы плиты;

n - количество работающих котлов;

m - количество работающих плит;

$V_{кот}$ - расход газа котлом, $м^3/ч$;

$V_{ПГ-4}$ - расход газа четырех горелочной плитой, $м^3/ч$.

$V_{24\text{-ж/д №2}} = (0,85 \cdot 1 \cdot 2,04) + (1 \cdot 1 \cdot 1,2) = 2,93\ м^3/ч$;

$V_{23\text{-}24} = (0,85 \cdot 2 \cdot 2,04) + (0,65 \cdot 2 \cdot 1,2) = 5,03\ м^3/ч$;

$V_{22\text{-}23} = (0,85 \cdot 3 \cdot 2,04) + (0,45 \cdot 3 \cdot 1,2) = 6,82\ м^3/ч$.

$V_{12.2\text{ - котельная}} = (0,85 \cdot 2 \cdot 3,71) + (0,85 \cdot 1 \cdot 3,25) = 9,07\ м^3/ч$;

$V_{12.1 – 12.2} = (0,85 \cdot 2 \cdot 3,71) + (0,85 \cdot 1 \cdot 3,25) + (0,85 \cdot 1 \cdot 2,04) + (1 \cdot 1 \cdot 1,2) = 12,0\ м^3/ч$;

$V_{12 – 12.1} = (0,85 \cdot 2 \cdot 3,71) + (0,85 \cdot 1 \cdot 3,25) + (0,85 \cdot 2 \cdot 2,04) + (0,65 \cdot 2 \cdot 1,2) = 14,1\ м^3/ч$.

Расчет расхода газа на каждом из участков основного направления газопровода сети низкого давления проводится аналогично и сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Расходы газа газопроводом основного направления (от ГРП до дома №2 по ул. Артельная)

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов n / m, шт	Коэффициент одновременности $К_{кот}$ / $К_{ПГ-4}$	Расход газа прибором $V_{кот}$ / $V_{ПГ-4}$, $м^3/ч$	Расчетный расход газа V_i, $м^3/ч$
1	2	3	4	5	6
24-ж/д №2	котел	1	0,85	2,04	2,93
	ПГ-4	1	1	1,2	
23-24	котел	2	0,85	2,04	5,03
	ПГ-4	2	0,65	1,2	
22-23	котел	3	0,85	2,04	6,82
	ПГ-4	3	0,45	1,2	
21-22	котел	4	0,85	2,04	8,62
	ПГ-4	4	0,35	1,2	
20-21	котел	5	0,85	2,04	10,41
	ПГ-4	5	0,29	1,2	
19-20	котел	6	0,85	2,04	12,42
	ПГ-4	6	0,28	1,2	

Продолжение таблицы 3

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов n / m, шт	Коэффициент одновременности Ккот / КПГ-4	Расход газа прибором Vкот / VПГ-4, м3/ч	Расчетный расход газа Vi, м3/ч
1	2	3	4	5	6
18-19	котел	7	0,85	2,04	14,49
	ПГ-4	7	0,28	1,2	
17-18	котел	8	0,85	2,04	16,42
	ПГ-4	8	0,265	1,2	
16-17	котел	9	0,85	2,04	18,39
	ПГ-4	9	0,258	1,2	
15-16	котел	10	0,85	2,04	20,39
	ПГ-4	10	0,254	1,2	
14-15	котел	11	0,85	2,04	22,39
	ПГ-4	11	0,251	1,2	
13-14	котел	12	0,85	2,04	24,38
	ПГ-4	12	0,248	1,2	
12-13	котел	23	0,85	2,04	46,34
	ПГ-4	23	0,234	1,2	
11-12	котел	25	0,85	2,04	59,44
	ПГ-4	25	0,233	1,2	
	котельная			9,1	
10-11	котел	26	0,85	2,04	61,45
	ПГ-4	26	0,233	1,2	
	котельная			9,1	
9-10	котел	27	0,85	2,04	63,43
	ПГ-4	27	0,232	1,2	
	котельная			9,1	
8-9	котел	31	0,85	2,04	71,45
	ПГ-4	31	0,231	1,2	
	котельная			9,1	
7-8	котел	35	0,85	2,04	79,41
	ПГ-4	35	0,229	1,2	
	котельная			9,1	
6-7	котел	43	0,85	2,04	95,32
	ПГ-4	43	0,226	1,2	
	котельная			9,1	
5-6	котел	56	0,85	2,04	121,06
	ПГ-4	56	0,221	1,2	
	котельная			9,1	
4-5	котел	61	0,85	2,04	130,98
	ПГ-4	61	0,22	1,2	
	котельная			9,1	
3-4	котел	62	0,85	2,04	132,90
	ПГ-4	62	0,219	1,2	
	котельная			9,1	

Окончание таблицы 3

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов n / m, шт	Коэффициент одновременности Ккот / КПГ-4	Расход газа прибором Vкот / VПГ-4, м3/ч	Расчетный расход газа Vi, м3/ч
1	2	3	4	5	6
2-3	котел	62	0,85	2,04	142,20
	ПГ-4	62	0,219	1,2	
	котельная			9,1	
	ПОП (кафе)			9,3	
1-2	котел	214	0,85	2,04	440,84
	ПГ-4	214	0,2	1,2	
	котельная			9,1	
	ПОП (кафе)			9,3	
				Итого	**440,84**

Согласно произведенным расчетам можно сделать вывод, что расход газа конечным потребителем по выбранному основным направлению (жилой дом №2 по улице Артельная) составляет 2,93 $м^3$/ч, а общий расход поселком через газопровод на выходе из ГРП составляет 440,84 $м^3$/ч.

Произведем также гидравлический расчет ответвлений от основного направления:

№5 по улице Чесменская к жилому дому №1;

№6 по улице Кызылтанская к жилому дому №2;

№12 по улице Казахстанская к котельной.

Расчет расходов газа для ответвлений представлен в таблицах 4, 5 и 6.

Таблица 4 – Расходы газа газопроводом ответвления №5 (от пересечения ул. Чесменская и пер. Безымянный до дома №1 по ул. Чесменская)

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов n / m, шт	Коэффициент одновременности $К_{кот}$ / $К_{ПГ-4}$	Расход газа прибором $V_{кот}$ / $V_{ПГ-4}$, $м^3$/ч	Расчетный расход газа V_i, $м^3$/ч
1	2	3	4	5	6
5.4-ж/д №1	котел	1	0,85	2,04	2,93
	ПГ-4	1	1	1,2	
5.3-5.4	котел	2	0,85	2,04	5,03
	ПГ-4	2	0,65	1,2	
5.2-5.3	котел	3	0,85	2,04	6,82
	ПГ-4	3	0,45	1,2	
5.1-5.2	котел	4	0,85	2,04	8,62
	ПГ-4	4	0,35	1,2	
5-5.1	котел	5	0,85	2,04	10,41
	ПГ-4	5	0,29	1,2	

Согласно произведенным расчетам можно сделать вывод, что суммарный расход газа ответвлением от основного направления по улице Чесменская составляет 10,41 $м^3$/ч.

Таблица 5 – Расходы газа газопроводом ответвления №6 (от пересечения ул. Кызылтанская и пер. Безымянный до дома №2 по ул. Кызылтанская)

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов n / m, шт	Коэффициент одновременности $К_{кот}$ / $К_{ПГ-4}$	Расход газа прибором $V_{кот}$ / $V_{ПГ-4}$, $м^3$/ч	Расчетный расход газа V_i, $м^3$/ч
1	2	3	4	5	6
6.12-ж/д №2	котел	1	0,85	2,04	2,93
	ПГ-4	1	1	1,2	
6.11-6.12	котел	2	0,85	2,04	5,03
	ПГ-4	2	0,65	1,2	
6.10-6.11	котел	3	0,85	2,04	6,82
	ПГ-4	3	0,45	1,2	
6.9-6.10	котел	4	0,85	2,04	8,62
	ПГ-4	4	0,35	1,2	
6.8-6.9	котел	5	0,85	2,04	10,41
	ПГ-4	5	0,29	1,2	
6.7-6.8	котел	6	0,85	2,04	12,42
	ПГ-4	6	0,28	1,2	
6.6-6.7	котел	7	0,85	2,04	14,49
	ПГ-4	7	0,28	1,2	
6.5-6.6	котел	8	0,85	2,04	16,42
	ПГ-4	8	0,265	1,2	
6.4-6.5	котел	9	0,85	2,04	18,39
	ПГ-4	9	0,258	1,2	
6.3-6.4	котел	10	0,85	2,04	20,39
	ПГ-4	10	0,254	1,2	
6.2-6.3	котел	11	0,85	2,04	22,39
	ПГ-4	11	0,251	1,2	
6.1-6.2	котел	12	0,85	2,04	24,38
	ПГ-4	12	0,248	1,2	
6-6.1	котел	13	0,85	2,04	26,38
	ПГ-4	13	0,246	1,2	

Согласно произведенным расчетам можно сделать вывод, что суммарный расход газа ответвлением от основного направления по улице Чесменская составляет 26,38 $м^3$/ч.

Таблица 6 – Расходы газа газопроводом ответвления № 12 (от пересечения ул. Чесменская и ул.Казахстанская до котельной по ул. Казахстанская)

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновремен-ности	Расход газа прибором	Расчетный расход газа
12.2 - котельная	Котел 32 TCLN	2	0,85	3,71	9,07
	Котел 28 TCLN	1		3,25	
12.1-12.2	**котельная**			9,07	12,00
	котел	1	0,85	2,04	
	ПГ-4	1	1	1,2	
12 - 12.1	**котельная**			9,07	**14,10**
	котел	2	0,85	2,04	
	ПГ-4	2	0,65	1,2	

Согласно произведенным расчетам можно сделать вывод, что суммарный расход газа ответвлением от основного направления по улице Казахстанская составляет 14,10 $м^3$/ч.

Методика гидравлического расчета сети низкого давления на примере одного из участков основного направления

Произведем гидравлический расчет для участка 1-2 по формулам 4.3-4.10.

Участок стальной трубы Ду200 (Дн=219 мм, толщина стенки 6 мм) расчетной длиной 6,9 м.

Режим движения газа по газопроводу характеризуется числом Рейнольдса, определяемым по формуле 4.4:

$Re = Q_0 / (9 \pi \cdot d \cdot \upsilon) = 440,84 / (9 \cdot 3,14 \cdot 20,7 \cdot 14,2 \cdot 10^{-6}) = 53043.$

Проверим справедливость неравенства 4.5:

$53043 \cdot (0,01 / 20,7) < 23$

$25,62 < 23$

Так как неравенство не выполняется, коэффициент гидравлического трения λ определяем по формуле 4.10 для шероховатых труб:

$\lambda = 0,11 \cdot (0,01 / 20,7 + 68 / 53043)^{0,25} = 0,0225.$

Падение давления на участке (линейные потери) определяем по формуле 4.3:

$P_н - P_к = (10^6 / 162 \pi^2) \cdot \lambda \cdot (Q_0^2 / d^5) \cdot \rho_0 \cdot l = (10^6 / 162 \cdot 3,14^2) \cdot 0,0225 \cdot (440,84^2 / 20,7^5) \cdot 0,73 \cdot 6,9 = 4$ Па.

Местные потери давления составляют 10% от линейных, то есть на данном участке ими можно пренебречь.

Избыточное давление в начале участка (на выходе из ГРП) поставляет 3000 Па, значит, конечное давление составит 2996 Па.

Участок полиэтиленовой трубы Ду225 (Дн=225 мм, толщина стенки 12,8 мм) расчетной длиной 10,4 м.

Режим движения газа по газопроводу характеризуется числом Рейнольдса, определяемым по формуле 4.4:

$Re = Q_0 / (9\,\pi \cdot d \cdot \upsilon) = 440{,}84 / (9 \cdot 3{,}14 \cdot 19{,}9 \cdot 14{,}2 \cdot 10^{-6}) = 55065.$

Проверим справедливость неравенства 4.5:

$55065 \cdot (0{,}0007 / 20{,}7) < 23$

$1{,}93 < 23$

Так как неравенство выполняется, коэффициент гидравлического трения λ определяем по формуле 4.8 для гидравлически гладкой стенки труб:

$\lambda = 0{,}3164 / Re^{0{,}25} = 0{,}3164 / 55065^{0{,}25} = 0{,}0205.$

Падение давления на участке определяем по формуле 4.3:

$P_н - P_к = (10^6 / 162\,\pi^2) \cdot \lambda \cdot (Q_0^2 / d^5) \cdot \rho_0 \cdot l = (10^6 / 162 \cdot 3{,}14^2) \cdot 0{,}0205 \cdot (440{,}84^2 / 19{,}9) \cdot 0{,}73 \cdot 10{,}4 = 6$ Па.

Местные потери давления составляют 10% от линейных. Принимаем падение давления на 1 Па.

Общие потери давления составят 7 Па.

Избыточное давление в начале участка (на выходе из ГРП) поставляет 2996 Па, значит, конечное давление составит 2996 – 7 = 2989 Па.

Гидравлический расчет для остальных участков тупиковой сети низкого давления производится аналогично. Результаты гидравлического расчета основного направления приведены в таблице 7.

Результаты гидравлического расчета тупиковой сети низкого давления ответвления №5 представлены в таблице 8, ответвления №6 – в таблице 9, ответвления №12 – в таблице 10.

Таблица 7 - Результаты гидравлического расчета тупиковой сети низкого давления основного направления

№ участка	Диаметр условный	Диаметр внутренний	Длина участка	Расчетная длина участка	Расход газа	Скорость газа	Число Re	Определение гладкости /шероховатости трубы	Коэффициент гидравлического трения труб			Лин. потери давления	Местные потери давления	Общие потери давления	Абс. давление начальное	Абсолютное. давление конечное	Избыточное давление конечное
	мм	мм	м	м	$нм^3/ч$	м/с			гладкие	шерохо-ватые	принима-емое	ΔПа			Па		кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1-2	**200**	207	6,3	6,9	440,8	**4**	53 043	25,62	0,021	0,023	0,021	4	0	4	103 000	102 996	**3,00**
	225	199	9,4	10,4	440,8	**4**	55 065	1,93	0,021	0,021	0,021	6	1	7	102 996	102 989	**2,99**
2-3	**160**	142	16,2	17,8	142,2	**2**	24 977	1,23	0,025	0,025	0,025	7	1	8	102 996	102 988	**2,99**
3-4	**160**	142	4,1	4,5	132,9	**2**	23 344	1,15	0,025	0,026	0,025	2	0	2	102 988	102 986	**2,99**
4-5	**160**	142	26,3	28,9	131,0	**2**	23 006	1,14	0,025	0,026	0,025	10	1	11	102 986	102 975	**2,98**
5-6	**160**	142	64,8	71,3	121,1	**2**	21 264	1,05	0,026	0,026	0,026	21	2	24	102 975	102 952	**2,95**
6-7	**90**	80	0,80	0,9	95,3	**5**	29 826	2,62	0,024	0,024	0,024	3	0	3	102 952	102 949	**2,95**
7-8	**90**	80	61,5	67,7	79,4	**4**	24 847	2,19	0,025	0,025	0,025	151	15	166	102 949	102 783	**2,78**
8-9	**90**	80	8,3	9,1	71,5	**4**	22 357	1,97	0,025	0,026	0,025	17	2	19	102 783	102 765	**2,76**
9-10	**90**	80	19,7	21,7	63,4	**3**	19 847	1,75	0,026	0,027	0,026	33	3	36	102 765	102 729	**2,73**
10-11	**90**	80	17,6	19,4	61,5	**3**	19 228	1,69	0,026	0,027	0,026	28	3	30	102 729	102 698	**2,70**
11-12	**90**	80	22,1	24,3	59,4	**3**	18 599	1,64	0,027	0,027	0,027	33	3	36	102 698	102 663	**2,66**
12-13	**63**	56	2,6	2,9	46,3	**5**	20 684	2,59	0,026	0,027	0,026	13	1	15	102 663	102 648	**2,65**
13-14	**63**	56	25,4	27,9	24,4	**3**	10 882	1,37	0,031	0,031	0,031	43	4	47	102 648	102 600	**2,60**
14-15	**63**	56	54,1	59,5	22,4	**2**	9 994	1,25	0,032	0,032	0,032	80	8	88	102 600	102 513	**2,51**
15-16	**63**	56	13,3	14,6	20,4	**2**	9 101	1,14	0,032	0,033	0,032	17	2	18	102 513	102 494	**2,49**
16-17	**63**	56	9,6	10,6	18,4	**2**	8 209	1,03	0,033	0,033	0,033	10	1	11	102 494	102 483	**2,48**

Окончание таблицы 7

№ участка	Диаметр условный	Диаметр внутренний	Длина участка	Расчетная длина участка	Расход газа	Скорость газа	Число Re	Определение гладкости /шероховатости трубы	Коэффициент гидравлического трения труб			Лин. потери давления	Местные потери давления	Общие потери давления	Абс. давление начальное	Абсолютное. давление конечное	Избыточное давление конечное
	мм	мм	м	м	$нм^3/ч$	м/с			гладкие	шерохо-ватые	принима-емое	ΔПа			Па		кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
17-18	**63**	56	6,6	7,3	16,4	**2**	7 329	0,92	0,034	0,034	0,034	6	1	6	102 483	102 477	**2,48**
18-19	**63**	56	27,8	30,6	14,5	**2**	6 468	0,81	0,035	0,035	0,035	19	2	21	102 477	102 456	**2,46**
19-20	**63**	56	15,5	17,1	12,4	**1**	5 544	0,70	0,037	0,037	0,037	8	1	9	102 456	102 447	**2,45**
20-21	**63**	56	1,5	1,7	10,4	**1**	4 647	0,58	0,038	0,038	0,038	1	0	1	102 447	102 447	**2,45**
21-22	**63**	56	27,4	30,1	8,6	**1**	3 848	0,48	0,039	0,040	0,039	7	1	8	102 447	102 438	**2,44**
22-23	**32**	26	5,1	5,6	6,8	**3**	6 533	1,76	0,035	0,035	0,035	35	4	39	102 438	102 400	**2,40**
23-24	**32**	26	22,4	24,6	5,0	**3**	4 819	1,30	0,038	0,038	0,038	91	9	100	102 400	102 300	**2,30**
24-ж/д №2	**32**	26	12,3	13,5	2,9	**1**	2 807	0,76	0,035	0,044	0,035	16	2	17	102 300	102 282	**2,28**
														724			

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа на основном направлении составляют 724 Па. На выходе из земли около дома № 2 по ул. Артельная давление в газопроводе составляет 2,28 кПа.

Таблица 8 - Результаты гидравлического расчета тупиковой сети низкого давления (ответвление 5)

№ участка	Диаметр условный	Диаметр внутренний	Длина участка	Расчетная длина участка	Расход газа	Скорость газа	Число Re	Определение гладкости /шероховатости трубы	Коэффициент гидравлического трения труб			Лин. потери давления	Местные потери давления	Общие потери давления	Абсолютное давление начальное	Абсолютное. давление конечное	Избыточное давление конечное
	мм	мм	м	м	$нм^3/ч$	м/с			гладкие	шероховатые	принимаемое	ΔПа			Па		кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
5-5.1	**90**	80	26,1	28,7	10,41	**1**	3 257	0,03	0,037	0,042	0,037	2	0	2	102 976	102 974	**2,97**
5.1-5.2	**32**	26	14,8	16,3	8,62	**4**	8 258	0,22	0,033	0,033	0,033	154	15	170	102 974	102 804	**2,80**
5.2-5.3	**32**	26	40,1	44,1	6,82	**3**	6 533	0,18	0,035	0,035	0,035	277	28	305	102 804	102 499	**2,50**
5.3-5.4	**32**	26	42,6	46,9	5,03	**3**	4 819	0,13	0,038	0,038	0,038	173	17	190	102 499	102 309	**2,31**
5.4 -ж/д №1	**32**	26	36,6	40,3	2,93	**1**	2 807	0,08	0,035	0,043	0,035	47	5	52	102 309	102 257	**2,26**
														719			

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа на ответвлении №5 составляют 719 Па. На выходе из земли около дома №1 по ул.Чесменская давление в газопроводе составляет 2,26кПа.

Рассчитаем невязку с основным направлением: (2,28 – 2,26) / 2,28 · 100 % = 0,9 %. Значение меньше 10%, значит невязка сошлась.

Таблица 9 - Результаты гидравлического расчета тупиковой сети низкого давления (ответвление 6)

№ участка	Диаметр условный	Диаметр внутренний	Длина участка	Расчетная длина участка	Расход газа	Скорость газа	Число Re	Определение гладкости /шероховатости трубы	Коэффициент гидравлического трения труб			Лин. потери давления	Местные потери давления	Общие потери давления	Абс. давление начальное	Абсолютное. давление конечное	Избыточное давление конечное
	мм	мм	м	м	$нм^3/ч$	м/с			гладкие	шероховатые	принимаемое	ΔПа			Па		кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
6-6.1	**63**	56	24,0	26,4	26,38	**3**	11 775	0,15	0,030	0,030	0,030	47	5	51	102 953	102 902	2,90
6.1-6.2	**63**	56	11,8	13,0	24,38	**3**	10 882	0,14	0,031	0,031	0,031	20	2	22	102 902	102 880	2,88
6.2-6.3	**63**	56	7,5	8,3	22,39	**2**	9 994	0,13	0,032	0,032	0,032	11	1	12	102 880	102 868	2,87
6.3-6.4	**63**	56	11,4	12,5	20,39	**2**	9 101	0,11	0,032	0,032	0,032	14	1	16	102 868	102 852	2,85
6.4-6.5	**63**	56	3,1	3,4	18,39	**2**	8 209	0,10	0,033	0,033	0,033	3	0	4	102 852	102 848	2,85
6.5-6.6	**63**	56	14,6	16,1	16,42	**2**	7 329	0,09	0,034	0,034	0,034	12	1	14	102 848	102 835	2,83
6.6-6.7	**63**	56	5,3	5,8	14,49	**2**	6 468	0,08	0,035	0,035	0,035	4	0	4	102 835	102 831	2,83
6.7-6.8	**32**	26	12,8	14,1	12,42	**6**	11 898	0,32	0,030	0,030	0,030	250	25	275	102 831	102 556	2,56
6.8-6.9	**32**	26	5,8	6,4	10,41	**5**	9 972	0,27	0,032	0,032	0,032	84	8	93	102 556	102 463	2,46
6.9-6.10	**32**	26	20,8	22,9	8,62	**4**	8 258	0,22	0,033	0,033	0,033	217	22	239	102 463	102 225	2,22
6.10-6.11	**32**	26	4,5	5,0	6,82	**3**	6 533	0,18	0,035	0,035	0,035	31	3	34	102 225	102 190	**2,19**
6.11-6.12	**32**	26	11,8	13,0	5,03	**3**	4 819	0,13	0,038	0,038	0,038	48	5	53	102 190	102 138	**2,14**
6.12-ж/д №2	**32**	26	14,4	15,8	2,93	**2**	2 807	0,08	0,035	0,043	0,035	18	2	20	102 138	102 117	**2,12**
														836			

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа на ответвлении №6 составляют 836 Па. На выходе из земли около дома №2 по ул. Кызылтанская давление в газопроводе составляет 2,12 кПа.

Рассчитаем невязку с основным направлением: (2,28 – 2,12) / 2,28 · 100 % = 7,0 %. Значение меньше 10%, значит невязка сошлась.

Таблица 10 - Результаты гидравлического расчета тупиковой сети низкого давления (ответвление №12)

№ участка	Диаметр условный	Диаметр внутренний	Длина участка	Расчетная длина участка	Расход газа	Скорость газа	Число Re	Определение гладкости /шероховатости трубы	Коэффициент гидравлического трения труб			Лин. потери давления	Местные потери давления	Общие потери давления	Абсолютное давление начальное	Абсолютное. давление конечное	Избыточное давление конечное
	мм	мм	м	м	$нм^3/ч$	м/с			гладкие	шероховатые	принимаемое	ΔПа			Па		кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
12-12.1	**63**	56	11,4	12,5	14,1	**2**	6 294	0,08	0,035	0,035	0,035	7	1	8	102 663	102 655	2,65
12.1-12.2	**63**	56	11,7	12,9	12,0	**1**	5 356	0,07	0,037	0,037	0,037	6	1	6	102 655	102 648	2,65
12.2 – котельная	**63**	56	11,0	12,1	9,07	**1**	4 048	0,05	0,040	0,040	0,040	3	0	4	102 648	102 645	2,64
														18			

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа на ответвлении №12 составляют 18 Па. На выходе из земли около котельной по ул.Казахстанская давление в газопроводе составляет 2,64 кПа.

Рассчитаем невязку с основным направлением: (2,28 – 2,64) / 2,28 · 100 % = 9,7 %. Значение меньше 10%, значит невязка сошлась.

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТНОГО ЖИЛОГО ДОМА

Данной частью выпускной квалификационной работы разработано газоснабжение частного жилого дома №2, расположенного по адресу: ул. Артельная, п. Южный, г. Троицк, Челябинской области.

Газоснабжение дома предусматривается природным газом по ГОСТ 5542-2014, низшая теплота сгорания $Q_н$=8000 ккал/м³. Газ используется на нужды отопления и пищеприготовления.

Газоиспользующее оборудование размещается в помещении кухни частного жилого дома, выполненного из кирпича. Площадь отапливаемых помещений составляет 180 м².

Источником газоснабжения является надземный стальной выход газопровода низкого давления из земли Д=25 мм, Pmax=2280 кПа, расположенный возле дома №2.

Учет расхода газа осуществляется счетчиком газа марки ВК-G4T (ООО «ЭЛЬСТЕР «Газэлектроника»), предназначенным для применения в коммунальном хозяйстве и быту. Счетчик рассчитан на Gmax=6,0 м³/ч, Gmin=0,016 м³/ч, Pmax=50 кПа. Счетчик предназначен для измерения объемного расхода газа протекающего в направлении "справа - налево", отмеченном стрелкой на счетчике. Монтаж счетчика вести строго по указаниям паспорта. Устанавливается на фасаде жилого дома. Предусмотрена защита счетчика от атмосферных осадков (металлический ящик заказан, покупается вместе со счетчиком).

Перед счетчиком устанавливается фильтр газовый в алюминиевом корпусе типа ФН1-2.1 Ду25, $P_{раб}$ = 0,3 МПа, производства ООО СП «Термобрест» (Беларусь). Климатическое исполнение фильтра – У2 (от -45°С до +40°С). Монтаж фильтра возможен на трубопроводах любой пространственной ориентации.

В качестве газоиспользующего оборудования в работе принимается:

Для отопления: отопительный двухконтурный газовый котел типа Navien Ace TURBO-20K тепловой мощностью 20 кВт (Корея). Номинальный расход газа котлом по паспорту составляет 2,04 м3/ч. Газовый котел - настенного типа, имеет закрытую камеру сгорания с принудительным дымоудалением через коаксиальный газоотвод ø60/100. Воздух на горение поступает через наружную трубу ø100 мм, отвод дымовых газов предусмотрен через внутреннюю трубу ø60 мм. Котел

устанавливается на наружной стене в помещении кухни. Монтаж котла вести согласно указаний паспорта и руководства по эксплуатации на котел.

Для пищеприготовления: четырех горелочная газовая плита ПГ-4, размещаемая в помещении кухни.

На вводе газопровода в помещение котельной устанавливается клапан термозапорный (КТЗ) Ду20, Рраб = 0,6 МПа, производства ООО «Армгаз-НТ» (г.Москва) для перекрытия газа в случае пожара.

После КТЗ предусматривается электромагнитный клапан системы индивидуального контроля загазованности (СИКЗ) на содержание метана в помещении. Для работы электромагнитного клапана предусмотреть штепсельную розетку с напряжением 220 В.

Газопроводы запроектированы из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75, изготовленных из стали марки Ст3сп ГОСТ 1050-2013. Соединения труб выполнить на сварке электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75. Тип и конструкция сварных швов должна соответствовать основному материалу труб и отвечать требованиям ГОСТ 16037 -80. Углы поворота труб выполнить отводами 90° по ГОСТ 17375-2001. Крепление газопровода по фасаду дома и внутри помещений с газоиспользующим оборудованием выполняется на хомутах.

Отключающая арматура предусмотрена перед счетчиком на фасаде дома, отключение газопотребляющего оборудования предусмотрено кранами, установленными непосредственно перед оборудованием (Ду15). Класс герметичности затворов устанавливаемой арматуры должен быть не ниже В, уплотнение резьбовых соединений выполнить льняной прядью, пропитанной суриком или белилами на натуральной олифе. К установке принимаются краны шаровые латунные типа 11Б41п3 (с муфтовым соединением) $Р_{раб}$ = 1,6 МПа, производства ОАО «Пензенский арматурный завод» (г. Пенза). Подключение приборов предусмотрено подводкой гибкой сильфонного типа из нержавеющей стали для газа, сроком службы 15 лет.

Вентиляция помещений с газоиспользующим оборудованием предусмотрена естественная, приток через открываемые оконные фрамуги и зазоры в нижней части дверей, выходящих в смежные помещения (с живым сечением не менее 0,025 м²); вытяжка из помещений - через вентиляционный канал Ø200 мм с выходом через наружную стену выше зоны ветрового подпора. Вентиляционный канал выполняется по серии 5.905-28.08 «Дымовые и вентиляционные каналы из

асбестоцементных труб газифицируемых помещений» - чертеж 5.905-28.08.1-01. Канал выполнен из асбестоцементной трубы ГОСТ 1839-80* с покрывным слоем из теплоизоляционных плит П 125-1000.500.60 ГОСТ 9573-96. Диаметр канала выбран из расчета 3х-кратного воздухообмена помещения кухни.

В качестве взрывных клапанов предусмотрены окна в помещении с газоиспользующим оборудованием. Площадь остекления таких окон составляет не менее 1 м² при толщине стекла 4 мм.

Наружные надземные стальные газопроводы после монтажа и испытаний покрыть 2-мя слоями масляной краски для наружных работ желтого цвета по ГОСТ 8292-85 по 2-м слоями грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82. Газопровод, прокладываемый по фасаду, допускается окрашивать в цвет ограждающих конструкций.

Внутренний газопровод после монтажа и испытаний покрыть двумя слоями грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 и двумя слоями краски для внутренних работ по ГОСТ 30884-2003.

Контроль выполненных работ по газификации частного жилого дома включает в себя:

- проверку соответствия трубопроводов проекту и требованиям НТД внешним осмотром и измерениями;
- внешний (визуальный) осмотр сварных стыков - 100%;
- контроль качества антикоррозийного покрытия металлических газопроводов по ГОСТ 9.602;
- физическим методам контроля сварные стыки газопроводов диаметром менее 50 не подлежат (п.1 табл. 14 СП 62.13330.2011);
- механические испытания стыковых сварных соединений стальных газопроводов (не подлежащих контролю физическими методами) включают в себя испытание стыков на растяжение и сплющивание по ГОСТ 6996 в количестве 0,5% от общего числа стыковых соединений, но не менее 2-х;
- пневматическое испытание наружного газопровода давлением до 0,1 МПа на герметичность производится воздухом испытательным давлением 0,3 МПа в течение 1 часа, внутреннего газопровода - испытательным давлением 0,01 МПа в течение 5 минут. Перед испытанием внутренняя полость труб должна быть очищена от влаги, окалины и других загрязнений продувкой воздухом.

В процессе монтажа допускается применение труб, запорной арматуры, сварочных и изоляционных материалов, не предусмотренных разработанным проектом, но допустимых для применения действующими нормативными документами. Все применяемое оборудование и материалы должны иметь сертификаты соответствия.

После окончания монтажа необходимо составить акты выполненных скрытых работ:

- акт очистки внутренней полости труб от возможных засорений;
- контроль качества нанесения изоляции и антикоррозийного покрытия.

Гидравлический расчет сети низкого давления внутридомового газопровода

Произведем гидравлический расчет внутридомового газопровода для самого удаленного потребителя – частный жилой дом №2 по ул. Артельная.

Начальным давлением для расчета внутридомового газопровода является давление на выходе из земли перед жилым домом ($Р_н$ = 2,28 кПа), конечное давление для потребителей газа низкого давления (котел, плита) принимается не менее 1,2 кПа.

Схема внутридомовой разводки газопроводов низкого давления для гидравлического расчета приведена на рисунке 2.

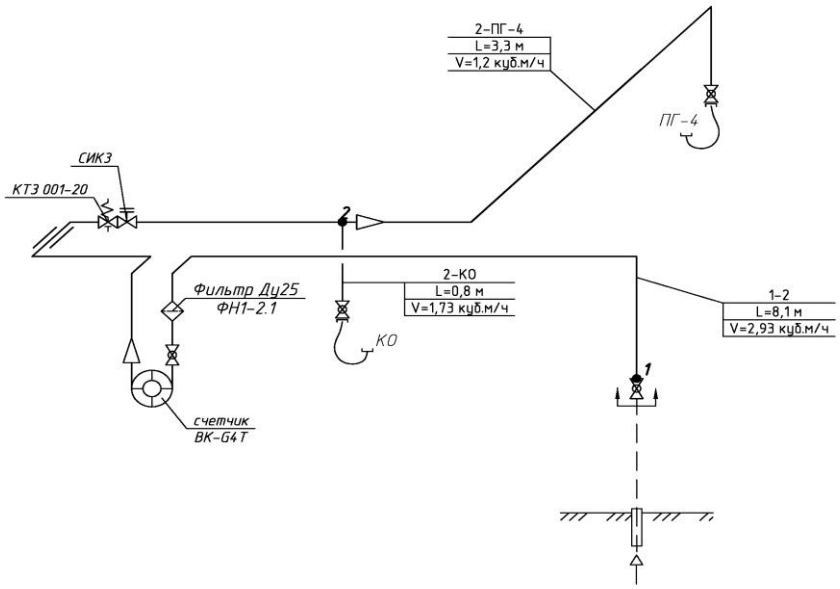


Рисунок 2 - Схема внутридомовой разводки газопроводов низкого давления жилого дома №2 по ул. Артельная

Расчет расходов газа определяется по формуле 5.1

$$V_i = (К_{кот} \cdot n \cdot V_{кот}) + (К_{ПГ} \cdot m \cdot V_{ПГ-4}), \quad (5.1)$$

где $К_{кот}$ - коэффициент одновременности для работы котла;

$К_{ПГ}$ - коэффициент одновременности для работы плиты;

n - количество работающих котлов;

m - количество работающих плит;

$V_{кот}$ - расход газа котлом, $м^3/ч$;

$V_{ПГ-4}$ - расход газа четырех горелочной плитой, $м^3/ч$.

Расход газа плитой – 1,2 $м^3/ч$, расход газа котлом – 2,04 $м^3/ч$.

С учетом коэффициента одновременности работы оборудования рассчитаем расходы газа на участках:

$V_{1-2} = (1 \cdot 0{,}85 \cdot 2{,}04) + (1 \cdot 1 \cdot 1{,}2) = 2{,}93$ $м^3/ч$.

$V_{2-КО} = 1 \cdot 0{,}85 \cdot 2{,}04 = 1{,}73$ $м^3/ч$.

$V_{2-ПГ-4} = 1 \cdot 1 \cdot 1{,}2 = 1{,}2$ $м^3/ч$.

Результаты гидравлического расчета внутридомового газопровода частного жилого дома №2 по ул. Артельная сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Гидравлический расчет внутридомового газопровода частного жилого дома №2 по ул. Артельная

№ участка	Длина участка, м		Расчетный расход газа, V, $м^3/ч$	Условный диаметр, D, мм	Действительная удельная потеря давления $h_д$, Па/м	Сопротивление участка $h_д \cdot L_р$, Па	Гидравлическое давление $Н_г$, Па	Падение давления $\Delta Р_д$, Па	Давление на участке	
	по плану L	Расчетная $L_р$							в начале $Р_н$, Па	в конце $Р_к$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Расчет направления 1-2-ПГ-4										
hср = 470/62,7 = 7,0 Па/м										
1-2	1,3	7,2	2,93	25	1,2	8,6	7,2	1,4	2280	2279
	3,4	18,7	2,93	25	1,2	22,4	0	22,4	2279	2256
Потери на фильтре 100 Па										
Потери на счетчике ВК G-4 200 Па										
	3,4	18,7	2,93	20	4	74,8	0	74,8	1956	1881
Потери на КТЗ 10 Па										
Потери на СИКЗ 10 Па										
Итого:		**44,6**						**418,6**	**2280**	**1861**

Окончание таблицы 11

№ участка	Длина участка, м		Расчетный расход газа, V, м^3/ч	Условный диаметр, D, мм	Действительная удельная потеря давления $h_д$, Па/м	Сопротивление участка $h_д \cdot L_р$, Па	Гидравлическое давление $H_г$, Па	Падение давления $\Delta P_д$, Па	Давление на участке	
	по плану L	Расчетная $L_р$							в начале $P_н$, Па	в конце $P_к$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2-ПГ	2,5	13,8	1,2	15	2,5	34,4	0	34,4	1861	1827
	0,8	4,4	1,2	15	2,5	11,0	4,4	15,4	1827	**1812**
Итого:		**18,2**						**49,8**	**1861**	**1812**
Расчет ответвления 2-КО										
hср = 49,8/4,4 = 11,3 Па/м										
2-КО	0,8	4,4	1,73	15	2,5	11,0	4,4	15,4	1861	**1846**
Итого:		**4,4**						**15,4**	**1861**	**1846**

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа в доме №2 по ул. Артельная составляют 468,4 Па, что не противоречит нормативному значению в 600 Па. К плите подводится природный газ с давлением в газопроводе 1,81 кПа, к котлу – 1,85 кПа, что также соответствует паспортным нормативам выбранного оборудования (для плиты – 1,2…2,0 кПа, для котла – 1,0…2,5 кПа).

Рассчитаем невязку: (49,8 – 15,4) / 49,8 · 100 % = 69%.

Методика гидравлического расчета на примере одного участка

Определяем расчетную длину участка $L_р$, м, по формуле 5.2.

$$L_р = L \cdot (1 + \alpha/100), \quad (5.2)$$

где L - фактическая длина участка, м;

α - процентная надбавка.

$L_р = 1,3 \cdot (1 + 450/100) = 7,2$ м.

Рассчитываем средние удельные потери давления на основном направлении $h_{ср}$, Па/м, по формуле 5.3.

$$h_{ср} = \Delta P / \sum L_р, \quad (5.3)$$

где ΔP - расчетный (располагаемый) перепад давления для основного направления, Па;

$\sum L_р$ - суммарная расчетная длина внутридомового газопровода, м.

$h_{ср} = 470 / 62,7 = 7,0$ Па/м.

По расчетным расходам газа и средней удельной потере давления с помощью номограммы (Приложение Б) определяем диаметр участка, действительную удельную потерю давления $h_д$, Па/м и сопротивление участков ($h_д \cdot L_р$), Па.

Для Ду25 (33,7х3,2 мм) - $h_д$ = 1,2 Па/м, ($h_д \cdot L_р$) = 8,6 Па.

При расчете газопроводов низкого давления для вертикальных участков учитывается гидростатическое давление $H_г$, даПа, определяемое по формуле 5.4.

$$H_г = g \cdot h \cdot (\rho_а - \rho_0), \quad (5.4)$$

где g - ускорение свободного падения, м/с^2;

h - разность абсолютных отметок начального и конечного участков газопровода, м;

$\rho_а$ - плотность воздуха, кг/м^3, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

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

$H_{г\ 1-2} = 9,81 \cdot 1,3 \cdot (1,293 - 0,73) = 7,2$ даПа.

Падение давления $\Delta P_д$, Па, на участке определяем по формуле 5.5.

$$\Delta P_д = [(h_д \cdot L_р) \pm H_г], \quad (5.5)$$

где ($h_д \cdot L_р$) - сопротивление участка, Па;

$H_г$ - гидростатическое давление, даПа.

Знак перед скобкой выбирается в зависимости от направления движения газа: «-» если газ движется вверх, «+» если газ движется вниз.

$\Delta P_{д\ 1-2} = [8,6 - 7,2] = 1,4$ Па.

$P_н - P_к = 2280 - 1,4 = 2279$ Па.

Значит, давление газа в конце вертикального подъема (на первом участке) будет составлять 2279 Па.

Остальные участки рассчитываются аналогично. На участке 1-2 учитываем потери давления на фильтре (100 Па), на счетчике газа (200 Па), на клапане термозапорном (10 Па) и на электромагнитном клапане системы загазованности (10Па).

6 РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЯ УЧАСТКА ТРАССЫ

Распределительные газопроводы низкого давления запроектированы в подземном исполнении из полиэтиленовых труб ПЭ 80 ГАЗ SDR 17,6 диаметрами 225 х 12,8, 160 х 9,1, 90 х 5,2 и 63 х 3,6 по ГОСТ 50838-2009 с коэффициентом запаса прочности с = 2,5. Тупиковые короткие участки и газопроводы-вводы запроектированы из труб ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 диаметрами 63 х 5,8 и 32 х 3,0 по ГОСТ 50838-2009. Проектом предусмотрена поставка труб диаметров 32,63 и 90 бухтами, а диаметров 160 и 225 – отрезками 12 м.

Произведем расчет величины овализации по формулам 5.1 – 5.4.

Исходные условия:

Внутренний диаметр газопровода – 0,08 м;

Материал газопровода ПЭ 80 ГАЗ SDR17,6;

Рабочее давление Р=0,003 МПа;

Температура эксплуатации - 0°С;

Проектируемый срок эксплуатации – 50 лет;

Глубина заложения – 1,3 м;

Укладка на плоское основание;

Ширина траншеи 0,65 м;

Грунт – суглинок;

Плотность грунта – 2000 кг/м^3;

Модуль деформации грунта засыпки – 3 МПа;

Наличие грунтовых вод – нет;

Интенсивность нагрузки на поверхности грунта – 5000 Н/м^2;

Нагрузка от транспортных средств – 25000 Н/м^2.

Напряжение в стенке трубы σ, МПа, рассчитывается по формуле 5.1.

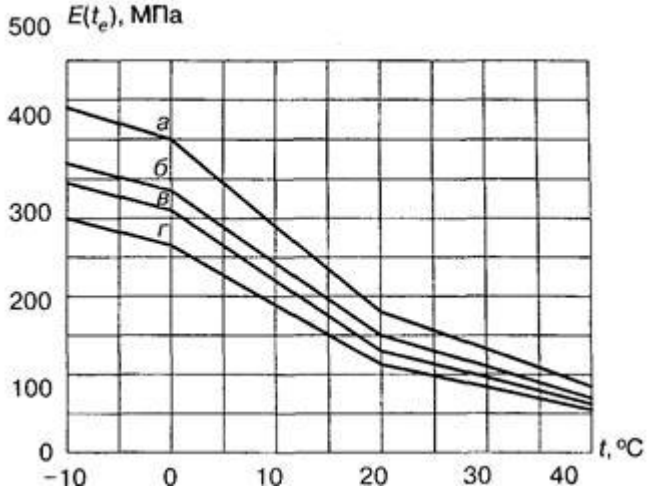
$$\sigma = (P / (SDR - 1)) / 2, \quad (5.1)$$

где P - рабочее давление в газопроводе, МПа;

SDR- стандартное размерное отношение номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки.

$\sigma = (0,003 / (17,6 - 1)) / 2 = 0,0249$ МПа.

Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по графикам, приведенным на рисунке 3.



а - σ = 1,5 МПа; *б* - σ = 2,5 МПа; *в* - σ = 3 МПа; *г* - σ = 4 МПа

Рисунок 3 - Значения модуля ползучести $E(t_e)$ материала труб для проектируемого срока эксплуатации 50 лет в зависимости от температуры транспортируемого газа

Так как напряжение в стенке трубы σ меньше 1,5 МПа (0,249 МПа), то значение модуля ползучести следует принимать по кривой а рисунка 5.1. Значит, при температуре эксплуатации 0 °С $E(t_e)$ = 400 МПа.

Параметр жесткости сечения газопровода D, МПа, определяется по формуле 5.2.

$$D = (E(t_e) / (4 \cdot (1 - \mu^2))) \cdot ((SDR - 1) / 2)^{-3}, \quad (5.2)$$

где $E(t_e)$ - значения модуля ползучести материала труб для проектируемого срока эксплуатации 50 лет, МПа;

SDR- стандартное размерное отношение номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки.

$D = (E(t_e) / (4 \cdot (1 - \mu^2))) \cdot ((SDR - 1) / 2)^{-3} = 0,21$ МПа.

Полная погонная эквивалентная нагрузка Q, Н/м, определяется по формуле 5.3.

$$Q = \sum(\beta_i \cdot Q_i), \quad (5.3)$$

где β - коэффициенты приведения нагрузок;

Q - составляющие полной эквивалентной нагрузки.

$Q = 0,75 \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot 0,08 \cdot 0,65 \cdot (1,3 / 0,08) \cdot 0,75 + 0,75 \cdot 1,1 \cdot 13,2 \cdot 9,8 + 1,2 \cdot (3,14/4) \cdot 1040 \cdot 9,8 \cdot 0,08^2 + 1,4 \cdot 5000 \cdot 0,08 \cdot 3/2 \cdot ((0,21 + 0,125 \cdot 3) / (0,21 + 0,25 \cdot 3)) + 1,4 \cdot 25000 \cdot 0,08 = 12720$ Н/м.

Величина овализации рассчитывается по формуле 5.4.

$$\xi \cdot (Q / 4D \cdot d_в) \cdot [1 + ((0{,}125E_{гр} – p_e) / (D + 0{,}012E_{гр}))]^{-1} \leq 5 \cdot 10^4, \quad (5.4)$$

где ξ - коэффициент при укладки на основание;
Q - полная погонная эквивалентная нагрузка, Н/м;
D - параметр жесткости сечения газопровода, МПа;
$d_в$ - внутренний диаметр газопровода, м;
$E_{гр}$ - модуль деформации грунта засыпки, МПа.

$1{,}3 \cdot (12720 / 4 \cdot 0{,}21 \cdot 0{,}08) \cdot [1 + ((0{,}125 \cdot 3 – 0{,}01) / (0{,}21 + 0{,}012 \cdot 3))]^{-1} =$

$= 2{,}2 \cdot 10^4 \leq 5 \cdot 10^4$

Следовательно, условие обеспечения допустимой величины овализации соблюдается.

Определим обеспечение устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода по формулам 5.5 – 5.7.

В качестве критической величины внешнего давления должно приниматься меньшее из двух значений, определенных по формулам 5.5 и 5.6.

$$P_{кр\ 1} = 0{,}7 \cdot (D \cdot E_{гр})^{0{,}5}, \quad (5.5)$$

где D - параметр жесткости сечения газопровода, МПа;
$E_{гр}$ - модуль деформации грунта засыпки, МПа.

$P_{кр\ 1} = 0{,}7 \cdot (0{,}21 \cdot 3)^{0{,}5} = 0{,}56$ МПа.

$$P_{кр\ 2} = D + 0{,}143E_{гр}, \quad (5.6)$$

где D - параметр жесткости сечения газопровода, МПа;
$E_{гр}$ - модуль деформации грунта засыпки, МПа.

$P_{кр\ 2} = 0{,}21 + 0{,}143 \cdot 3 = 0{,}64$ МПа.

Для расчета выбираем $P_{кр\ 1} = 0{,}56$ МПа.

Для обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода должно соблюдается условие 5.7.

$$1{,}7 \cdot (Q / (10^6 \cdot d_в) + p_e) \leq P_{кр}, \quad (5.7)$$

где Q - полная погонная эквивалентная нагрузка, Н/м;
$d_в$ - внутренний диаметр газопровода, м;
$P_{кр}$ - критическая величина внешнего давления.

$1{,}7 \cdot (12720 / (10^6 \cdot 0{,}08) + 0{,}01) = 0{,}29$ МПа $\leq 0{,}56$ МПа.

Следовательно, условие обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода соблюдается.

Соединение труб и деталей из полиэтилена предусмотрено сварочной техникой со средней степенью автоматизации. Так как прокладка труб диаметров 32,63 и 90 принята бухтами по 100 м, на трассе будет минимальное количество соединений.

Соединение труб из бухт между собой выполняется на муфтах с закладными нагревателями ЗН; труб диаметров 125, 160 и 225 мм – тепловой сваркой «встык» нагретым инструментом. Детали полиэтиленового газопровода – тройники, отводы, седелочные отводы, переходы, заглушки – применены с закладными электронагревателями.

Присоединение отводов к основному направлению газопроводы выполняется седелочными отводами с ответной частью ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 (с тремя закладными электронагревателями) с соблюдением соосности труб. Присоединение газопроводов-вводов предусмотрено при помощи седелок поворотных электросварных Дн х 32 с двумя закладными электронагревателями.

Присоединение к существующему выходу из земли Ду80 предусматривается торцевой врезкой с обрезкой существующей трубы с заглушкой 30-50 мм. Существующий газопровод-отвод Ду80, Ру0,6 МПа был построен и сдан в 2008 году, но не эксплуатировался и находится без газа. В месте врезки отвода Ду80 в газопровод диаметра 273 мм есть отключающее устройство – задвижка в надземном исполнении. Положение затвора задвижки – закрытое, заглушена инвентарной заглушкой.

Глубина заложения полиэтиленового газопровода принята из условия проникновения отрицательных температур в грунты не ниже минус 15 °С. Глубина промерзания песчаного непучинистого грунта – 1,3 м, слабопучинистого суглинка – 1,2 м. Минимальное заглубление газопроводов-вводов принимается 1,2 и 1,3 м, распределительных газопроводов – 1,3 и 1,4 м.

Подземные распределительные газопроводы и газопроводы-вводы прокладываются в траншее шириной по дну 0,65 м (ширина ковша экскаватора). Укладка плетей полиэтиленовых труб в траншею из бухт ведется «змейкой» на подготовленное основание из грунта прокладки – песка ИГЭ 2 или суглинка ИГЭ 3, просеянного от крупных включений. Толщина основания 100 мм, засыпка присыпка 200 мм над верхней образующей трубы выполнена из этих же грунтов соответственно. Стальные участки газопроводов и неразъемные соединения поли-

этилен-сталь, выходы из земли и полиэтиленовые краны засыпаются либо грунтом ИГЭ 2 (песок), либо строительным песком.

Углы поворота линейной части газопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом. Радиусы упругого изгиба рассчитаны по диаграмме рисунок 4 (рисунок 4 из СП 42-103-2003) и составили не менее 31 наружных диаметров трубы. Для компенсации температурных деформаций газопровода используется самокомпенсация за счет естественных поворотов трассы и изгибов трубы укладкой «змейкой». Уклоны трассы приняты равными уклонам рельефа, уклон не превышает 100 промилей.

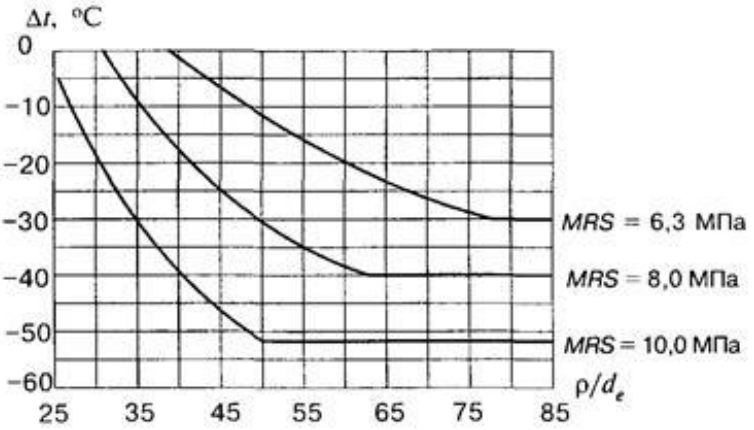


Рисунок 4 - Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0 °С и рабочем давлении 0,3 МПа для SDR 11 и различных MRS

Обозначение трассы подземного полиэтиленового газопровода предусмотрено путем укладки сигнальной ленты желтого цвета с несмываемой надписью «Осторожно! ГАЗ» по ТУ 2245-028-00203536 на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента укладывается дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Для определения местоположения газопровода на углах трассы предусматриваются опознавательные таблички с привязками. Таблички устанавливаются на капитальных зданиях и сооружениях в доступных местах.

Для сохранности полиэтиленового газопровода при пересечении главных въездных дорог, газопроводы заключены в футляры для их защиты при реконструкции или устройстве капитальных дорожных одежд. Футляры выполнены из трубы ПЭ 100 SDR 11 по ГОСТ 50838-2009.

Газопроводы в местах выхода из земли заключены в футляры. Концы футляра уплотняются эластичным материалом. Расстояние от ближайшего сварного стыка до конца футляра должно быть не менее 0,3 м. На выходах из земли устанавливаются изолирующие соединения.

Подземные участки газопровода от мест присоединения к трубам из полиэтилена и стояки выходов из земли проектируются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10705-80* (сортамент ГОСТ 10704-91).

Проектом предусмотрены следующие испытания сварных соединений полиэтиленового газопровода:

- внешний (визуальный) осмотр сварных стыков – 100%;
- механические испытания на сплющивание стыков полиэтиленового газопровода, сваренных деталями с закладными элементами «ЗН» - 0,5%;
- испытание на осевое растяжение сварных стыков полиэтиленового газопровода, сваренного нагретым инструментом встык (для диаметров 125 мм и 160мм) – 0,5%;
- испытание на отрыв седловых отводов – 0,5% (но не менее 1);
- ультразвуковой метод контроля по ГОСТ 14782 стыков полиэтиленового газопровода, сваренного техникой со степенью автоматизации не ниже средней: Ру до 0,1МПа – 10%, но не менее 1, при прокладке в футлярах - 100%, подземного стального Ру до 0,1 МПа – 100% - не менее 2,0 м от фундамента здания.

7 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

Объект проектирования - отдельностоящая газовая котельная мощностью 65 кВт (92 кВт с учетом подбора оборудования для покрытия тепловых нагрузок в случае аварийных ситуаций), предназначенная для покрытия тепловых нагрузок зданий администрации и школы, расположенная по адресу: ул. Казахстанская, 17, п. Южный, г. Троицк, Челябинская область. Основным топливом для котельной является природный газ, согласно ГОСТ 5542 - 2014. Аварийного и резервного топлива топлива для котельной не предусматривается согласно техническому заданию.

Проектируемая котельная относится к первой категории по надежности отпуска тепловой энергии потребителям, так как является единственным источником тепловой энергии системы теплоснабжения зданий администрации и школы [п.4.8 СП 89.13330.2012].

По надежности теплоснабжения потребители теплоты (администрация и школа) относятся к третьей категории в соответствии с техническим заданием на проектирование, так как возможен перерыв в работе котельной (аварийная ситуация) на время более 54 часов со снижением температуры в отапливаемых зданиях ниже 12°С [п.4.2 СП 124.13330.2012]. В случае аварии работа школы и администрации прерывается на время устранения неполадок.

Котельная по назначению является отопительной – не предусматривает обеспечение тепловой энергией технологического процесса.

Котельная проектируется отдельностоящей, III степени огнестойкости, класса пожарной опасности СО.

Требования к зданию котельной [п.6 СП 89.13330.2012]:

Выходные двери из помещения котельной должны открываться наружу от нажатия руки.

Отметка чистого пола котельного зала принимается на 0,15 м выше планировочной отметки земли у здания котельной. Размещение приямков в зоне расположения котлов не предусматривается.

Полы котельного помещения выполняются из негорючих материалов с негладкой и нескользкой поверхностью; они выполняются ровными и имеют устройства для отвода воды в канализацию.

Площадь и размещение оконных проемов в наружных стенах определяется из условия естественной освещенности, а также с учетом требований необходимой площади открывающихся проемов. Площадь оконных проемов должна быть минимально необходимой. В проекте оконный проем играет роль легко сбрасываемых конструкций. Следовательно его площадь должна быть не менее 0,03 $м^2$ на 1 $м^3$ объема помещения.

Площадь оконного проема котельной: $S = 50 \cdot 0{,}03 = 0{,}8$ $м^2$. Оконное остекление предусматривается одинарным с толщиной стекла 4 мм [п. 5.10 СП56.13330.2011].

Проектируемая котельная предусматривается без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Значит, в здании котельной предусматривается уборная и умывальник.

Стены внутри котельной должны быть гладкими и окрашиваться водостойкой краской в светлых тонах; пол помещения котельной должен быть из негорючих и легкосмываемых материалов.

Подбор оборудования котельной

Согласно расчету расходов теплоты на отопление, вентиляцию и ГВС зданиями администрации и школы, выполненному в разделе 2 данной работы, котельная должна обеспечивать 64,19 кВт тепловой энергии. Но в данный расчет необходимо внести корректировки в соответствии с учетом потребностей в теплоте самой котельной (на собственные нужды) и потерями тепла в сетях (так как котельная предусматривается отдельностоящей и предполагает прокладку теплопроводов к зданиям-потребителям). Также учитывается модельный ряд устанавливаемого оборудования – котельные агрегаты производства фирмы ООО«Термона» («Thermona, spol. S.r.o.», Чехия).

Определяющим критерием подбора оборудования котельной является необходимость обеспечения бесперебойной работы оборудования, покрывающего 88% расчетной потребности теплоты (без учета ГВС – 3,72 кВт) зданиями-потербителями, в случае выхода из строя наибольшего по мощности котельного агрегата в соответствии с таблицей 12 [п. 5.5 СП 124.13330.2012]. Расчетная температура наружного воздуха принимается -34°С.

Таблица 12 - Подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_0, °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

На собственные нужды котельной принимаем расход теплоты равный 2% от расчетного. Потери в тепловых сетях принимаются в размере 3% от расчетного расхода теплоты потребителями (школа, здание администрации).

Следовательно мощность котельной принимается не менее:

$Q = 64,19 + (64,19 \cdot 0,02) + (64,19 \cdot 0,03) = 67,40$ кВт.

К установке принимаем 3 котла:

THERM 32 TCLN – 2 штуки;

THERM 28 TCLN – 1 штука.

При выходе из строй одного из больших котлов на 32 кВт, оставшиеся котлы обеспечивают покрытие 88 % расчетной потребности теплоты (без учета ГВС – 3,72 кВт) зданиями-потребителями:

$Q_{необх.} = (64,19 – 3,72) \cdot 0,88 = 53,21$ кВт.

$Q_{резерв.} = 32 + 28 = 60$ кВт.

$Q_{необх.} < Q_{резерв.}$

53,21 кВт < 60 кВт.

В котельной устанавливаются три газовых одноконтурных котла:

THERM 32 TCLN – 2 штуки;

THERM 28 TCLN – 1 штука.

Котлы имеют закрытую камеру сгорания и индивидуальные дымоходы Ø60/100 мм. Принудительный отвод дымовых газов осуществляется через дымовой канал Ø60 мм (внутренний), забор воздуха через канал – Ø100 мм (наружный) из помещения котельной.

Учет расхода газа в котельной осуществляется счетчиком газа марки ВК-G10 (ООО "ЭЛЬСТЕР "Газэлектроника"). Счетчик рассчитан на Gmax=16,0 м³/ч, Gmin=0,01 м³/ч, Pmax=50 кПа. Счетчик предназначен для измерения объемного

расхода газа протекающего в направлении "справа - налево", отмеченном стрелкой на счетчике. Монтаж счетчика вести строго по указаниям паспорта. Устанавливается в нутри котельной – на наружной стене.

Перед счетчиком устанавливается фильтр газовый в алюминиевом корпусе типа ФН1-2.1 Ду32, $Р_{раб}$ = 0,3 МПа, производства ООО СП «Термобрест» (Беларусь). Монтаж фильтра возможен на трубопроводах любой пространственной ориентации.

В соответствии с техническим заданием на проектирование на вводе газопровода в помещение котельной устанавливается клапан термозапорный (КТЗ) Ду32, Рраб = 0,6 МПа, производства ООО «Армгаз-НТ» (г.Москва) для перекрытия газа в случае пожара.

После КТЗ предусматривается электромагнитный клапан системы индивидуального контроля загазованности (СИКЗ) на содержание метана в помещении. Для работы электромагнитного клапана предусмотреть штепсельную розетку с напряжением 220 В.

Газопроводы запроектированы из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 и стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75, изготовленных из стали марки Ст3сп ГОСТ 1050-2013. Соединения труб выполнить на сварке электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75. Тип и конструкция сварных швов должна соответствовать основному материалу труб и отвечать требованиям ГОСТ 16037 -80. Углы поворота труб выполняются отводами 90° по ГОСТ 17375-2001. Крепление газопровода по стене котельной выполняется на хомутах, распределительный коллектор крепится на опорах Н=0,7 м.

Отключающая арматура предусмотрена на фасаде котельной. Запорная арматура устанавливается перед счетчиком. Отключение газопотребляющего оборудования предусмотрено кранами, установленными непосредственно перед оборудованием (Ду20). Класс герметичности затворов устанавливаемой арматуры должен быть не ниже В по ГОСТ 9544-2015, уплотнение резьбовых соединений выполнить льняной прядью, пропитанной суриком или белилами на натуральной олифе. К установке принимаются краны шаровые латунные типа 11Б41п3 (с муфтовым соединением) $Р_{раб}$ = 1,6 МПа, производства ОАО «Пензенский арматурный завод» (г. Пенза). Подключение приборов предусмотрено подводкой гибкой сильфонного типа из нержавеющей стали для газа, сроком службы 15 лет.

Вентиляция помещения котельной предусмотрена естественная. Приток через вентиляционную решетку типа СТД 5288А, устанавливаемую в нижней части наружной двери котельной (150х490). Вытяжка из котельной – через вентиляционный канал 250х300 мм, оборудованный в наружной стене котельной с выходом через крышу выше зоны ветрового подпора. Диаметр канала выбран из расчета 3х-кратного воздухообмена помещения котельной.

В качестве взрывных клапанов предусмотрено окно с одинарным остеклением. Площадь остекления окна составляет не менее 1,5 м² при толщине стекла 4 мм, что не противоречит расчетному нормативу: $S = 50 \cdot 0{,}03 = 0{,}8$ м^2 [п. 5.10 СП 56.13330.2011].

Контроль выполненных работ включает в себя:

- внешний (визуальный) осмотр сварных стыков - 100%;
- проверку соответствия оборудования и трубопроводов проекту и требованиям НТД внешним осмотром и измерениями;
- механические испытания сварных стыков газопровода, не подлежащих контролю физическими методами, в количестве 0,5% от общего числа стыковых соединений, сваренных каждым сварщиком, но не менее 2 стыков - для газопроводов диаметром 50 мм и менее; 1 стыка - для газопроводов диаметром свыше 50 мм;
- контроль физическими методами: газопроводы диаметром свыше 50 мм - 5% от общего числа стыковых соединений, но не менее 1 стыка; газопроводы диаметром 50 мм и менее контролю физическими методами не подлежат, согласно таблице 14 СП 62.13330.2011*;
- пневматические испытания газопровода: $P_{исп}$ = 0,01 МПа в течение 1 часа; манометр класса точности 0,15; падение давления в пределах одного деления шкалы, на время проведения испытаний электромагнитный клапан на вводе снять, на его место установить "катушку";
- перед испытанием внутренняя полость труб должна быть очищена от влаги, окалины и других загрязнений продувкой воздухом.

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления в здании котельной

Начальным давлением для расчета гидравлического расчет газопровода внутри котельной является давление на выходе из земли перед зданием котель-

ной ($P_н$ = 2,64 кПа), конечное давление для потребителей газа (котлы THERM) принимается не менее 2,0 кПа.

Произведем гидравлический расчет газопровода внутри котельной.

Схема разводки газопроводов низкого давления внутри котельной для гидравлического расчета приведена на рисунке 5.

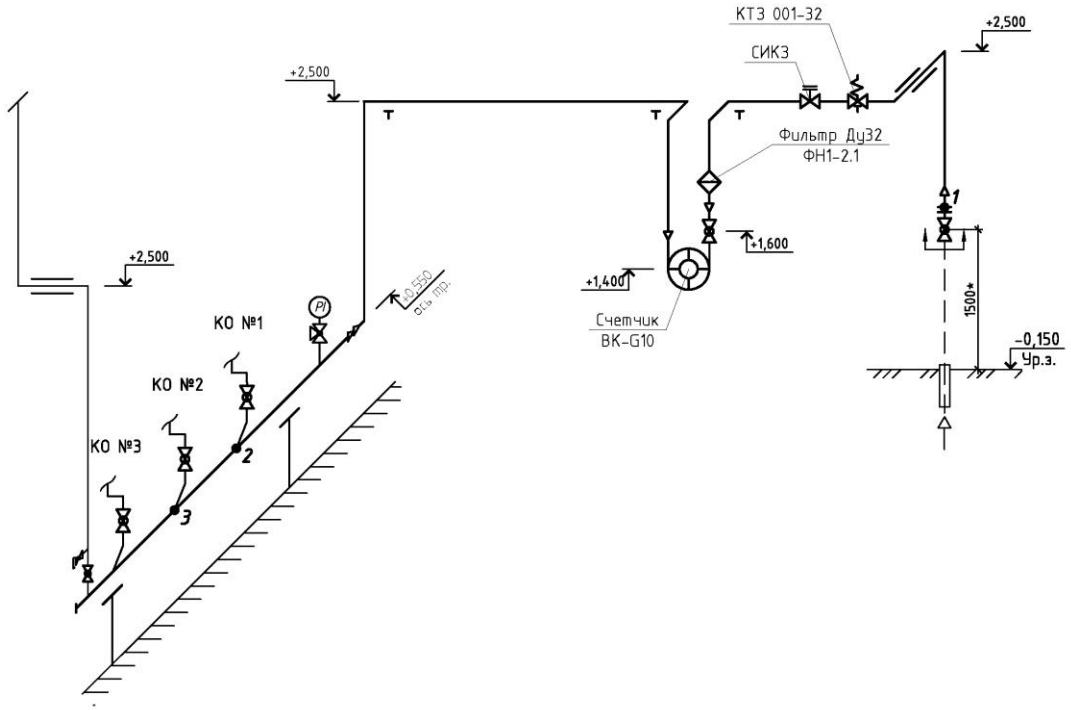


Рисунок 5 - Схема разводки газопроводов низкого давления в помещении котельной

Расход газа оборудованием котельной определяется по формуле 7.1

Расход газа котлом THERM 32 TCLN по паспорту – 3,71 м^3/ч, котлом THERM 28 TCLN – 3,25 м^3/ч.

На рисунке 7.1 КО №1 и КО №2 – котлы типа THERM 32 TCLN, КО №3 – котел типа THERM 28 TCLN.

С учетом коэффициента одновременности работы оборудования рассчитаем расходы газа на участках:

$V_{1-2} = (2 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}71) + (1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}25) = 9{,}07$ м^3/ч;

$V_{2-3} = (1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}71) + (1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}25) = 5{,}9$ м^3/ч;

$V_{3-КО\ №3} = 1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}25 = 2{,}76$ м^3/ч.

Ответвление 2-КО №1: $V_{2-КО\ №1} = 1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}71 = 3{,}15$ м^3/ч;

Ответвление 3-КО №2: $V_{3-КО\ №2} = 1 \cdot 0{,}85 \cdot 3{,}71 = 3{,}15$ м^3/ч;

Результаты гидравлического расчета газопровода внутри котельной сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Гидравлический расчет газопровода котельной

№ участка	Длина участка, м		Расчетный расход газа, V, $м^3/ч$	Условный диаметр, D, мм	Действительная удельная потеря давления $h_д$, Па/м	Сопротивление участка $h_д \cdot L_р$, Па	Гидравлическое давление $Н_г$, Па	Падение давления $\Delta Р_д$, Па	Давление на участке	
	по плану L	Расчетная $L_р$							в начале $Р_н$, Па	в конце $Р_к$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Расчет направления 1-2-3-КО №3										
hср = 550/64,7 = 8,5 Па/м										
1-2	1,15	6,3	9,07	38х3,0	4,5	28,5	6,4	22,1	2640	2618
	5,00	27,5	9,07	38х3,0	4,5	123,8	0	123,8	2618	2494
Потери на КТЗ 10 Па										
Потери на СИКЗ 10 Па										
Потери на фильтре 100 Па										
Потери на счетчике ВК-G10 200 Па										
	1,95	10,7	9,07	38х3,0	4,5	48,3	10,8	59,0	2174	2115
	1,25	6,9	9,07	57х3,5	0,4	2,8	0	2,8	2115	2112
Итого:		**51,4**						**527,7**	**2640**	**2112**
2-3	0,7	3,9	5,90	57х3,5	0,4	1,5	0	1,5	2112	2111
Итого:		**3,9**						**1,5**	**2112**	**2111**
3-КО №3	1,0	5,5	2,76	57х3,5	0,4	2,2	0	2,2	2111	2109
	0,7	3,9	2,76	20х2,8	4,3	16,6	3,9	12,7	2109	2096
Итого:		**9,4**						**14,9**	**2111**	**2096**
Общие		**64,7**						**544,1**	**2640**	**2096**
Расчет ответвления 2-КО №1										
hср = 16,4/3,9 = 4,2 Па/м										
2-КО №1	0,7	3,9	3,15	20х2,8	4,3	16,6	3,9	12,7	2112	**2100**
Итого:		**3,9**						**12,7**	**2112**	**2100**
Расчет ответвления 3-КО №2										
hср = 14,9/3,9 =3,8 Па/м										
3-КО №2	0,7	3,9	3,15	20х2,8	4,3	16,6	3,9	12,7	2111	**2098**
Итого:		**3,9**						**12,7**	**2111**	**2098**

Согласно произведенного расчета можно сделать вывод, что общие потери давления природного газа в доме №2 по ул. Артельная составляют 544,1 Па. К наиболее удаленному котельному агрегату КО №3 подводится природный газ с

давлением в газопроводе 2096 Па, что соответствует паспортным нормативам выбранного оборудования (на вводе в котел не менее 2000 Па).

Рассчитаем невязку ответвлений.

К КО №1: (16,4 – 12,7) / 16,4 · 100 % = 22,6 %.

К КО №2: (14,9 – 12,7) / 14,9 · 100 % = 14,8 %.

Методика гидравлического расчета на примере одного из участков.

Определяем расчетную длину участка $L_р$, м, по формуле 7.2.

$$L_р = L \cdot (1 + \alpha/100), \quad (7.2)$$

где L - фактическая длина участка, м;

α - процентная надбавка.

$L_р = 1,15 \cdot (1 + 450/100) = 6,3$ м.

Рассчитываем средние удельные потери давления на основном направлении $h_{ср}$, Па/м, по формуле 7.3.

$$h_{ср} = \Delta P / \sum L_р, \quad (7.3)$$

где ΔP - расчетный (располагаемый) перепад давления для основного направления, Па;

$\sum L_р$ - суммарная расчетная длина внутридомового газопровода, м.

$h_{ср} = 550 / 55,3 = 9,95$ Па/м.

По расчетным расходам газа и средней удельной потере давления с помощью номограммы (Приложение Б) определяем диаметр участка, действительную удельную потерю давления $h_д$, Па/м и сопротивление участков ($h_д \cdot L_р$), Па.

Для Ду32 (38х3,0 мм): $h_д = 4,5$ Па/м,

$(h_д \cdot L_р) = 28,5$ Па.

При расчете газопроводов низкого давления для вертикальных участков учитывается гидростатическое давление $H_г$, даПа, определяемое по формуле 7.4.

$$H_г = g \cdot h \cdot (\rho_а – \rho_0), \quad (7.4)$$

где g - ускорение свободного падения, м/с^2;

h - разность абсолютных отметок начального и конечного участков газопровода, м;

$\rho_а$ - плотность воздуха, кг/м^3, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

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

$H_{г\,1\text{-}2} = 9{,}81 \cdot 1{,}15 \cdot (1{,}293 - 0{,}73) = 6{,}4$ даПа.

Падение давления $\Delta P_д$, Па, на участке определяем по формуле 7.5.

$$\Delta P_д = [(h_д \cdot L_р) \pm H_г], \qquad (7.5)$$

где $(h_д \cdot L_р)$ - сопротивление участка, Па;

$H_г$ - гидростатическое давление, даПа.

Знак перед скобкой выбирается в зависимости от направления движения газа: «-» если газ движется вверх, «+» если газ движется вниз.

$\Delta P_{д\,1\text{-}2} = [28{,}5 - 6{,}4] = 22{,}1$ Па.

$P_н - P_к = 2640 - 22{,}1 = 2618$ Па.

Значит, давление газа в конце вертикального подъема (на первом участке) будет составлять 2618 Па.

Остальные участки рассчитываются аналогично. На участке 1-2 учитываем потери давления на фильтре (100 Па), на счетчике газа (200 Па), на клапане термозапорном (10 Па) и на электромагнитном клапане системы загазованности (10 Па).

8. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРП

Проектом предусматривается установка газорегуляторного пункта блочного исполнения (ГРПБ) марки **ПГБ-Газовичок-А1986-7000** с двумя линиями редуцирования, с измерительным комплексом учета газа СГ-ЭК-Вз-Р-0,75-160/1,6 с газовым обогревом каждого отсека конвекторами. ПГБ имеет 2 отсека – технологический и отсек под установку системы телеметрии типа СКАТ-4.

Место расположения ПГБ определено местом подключения (существующий выход их земли) и соотбажениями сохранности сооружения. В целях сохранности определена охранная зона. Охранная зона устанавливается вокруг отдельно стоящих ГРП - в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границы ГРП.

Производительность ПГБ принята согласно расчета газопотребления данного квартала с учетом перспективного строительства.

Назначение - снижение давления газа с 0,6 МПа до требуемого по условиям работы газоиспользующего оборудования потребителей и поддержания заданных параметров.

Конструкция. ПГБ заказан по опросному листу (Приложение В). Утепленный блок-модуль исполнения ХЛ выполнен заводом промышленного газового оборудования ЗАО «Газовик-ПРО» г. Саратов как полное единое изделие заводского исполнения.

Цельносварной металлический каркас заполнен негорючим утеплителем на основе базальтового волокна толщиной не менее 100 мм, внутренняя герметичная перегородка разделяет модуль на 2 помещения. Каждое помещение имеет отдельный вход. Модуль установлен на жесткой раме из профильного.

Конструкция ПГБ-Газовичок имеет:

- класс пожарной опасности С0 с пределом огнестойкости RE145 не менее 0,75 часа,
- степень огнестойкости II,
- категорию А по взрывопожарной опасности и пожарной опасности.

Исполнение конструкции соответствует ГОСТ Р 54960-2012 и требованиям СП4.13130-2012.

Конструкцией шкафа в дверях предусмотрены внутренние замки, система естественной вентиляции (дефлекторы), обогрев при помощи газовых конвекторов с коаксиальными дымоходами. Освещение ПГБ предусмотрено от внешней сети 220 В. Аварийное освещение ГРПБ предусмотрено переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении на аккумуляторных батареях.

Молниезащита свечей ПГБ и заземление разрабатываются отдельным проектом. Свечи из ПГБ выведены на отметку +4,0 м от уровня земли. Крепление продувочных свечей выполнено хомутами из полосы 5х30 к металлическим конструкциям шкафа ПГБ.

Характеристика оборудования. Параметры настройки оборудования ПГБ--Газовичок-А1986-7000:

- регулятор РДГ-50Н/30 2 шт;
- расчетный расход газа 1000,0 м³/час ;
- входное давление Pmax=0,6 МПа (фактическое давление уточнить по манометру);
- выходное давление Рраб=0,0022-0,003 МПа (2,2-3,0 кПа);
- давление срабатывания ПСК-50 (1,15Рраб) - 2,53 - 3,45 кПа;
- давление срабатывания ПЗК верхний (1,25Рраб) -2,75 - 3,75 кПа;
- давление срабатывания ПЗК нижний (0,75Рраб) - 1,65 - 2,25 кПа;
- узел учета газа - измерительный комплекс СГ-ЭК-Вз-Р-0,75-160/1,6 .на базе счетчика RVG G100 с корректором ЕК 270;
- телеметрия - система СКАТ-4. (ПК-300).

Подготовка места для установки ПГБ.

При подготовке площадки в пределах ограждения ПГБ выполнить срезку растительного грунта на всю толщину с последующим использованием его для благоустройства прилегающей территории. Площадь участка, занимаемая ПГБ и отключающей арматурой, равна 32,0 кв.м.

ПГБ устанавливается на фундамент из ж/б фундаментных блоков. Фундамент выполнен на одной отметке во избежание перекосов во фланцевых соединениях технологического оборудования ПГБ.

Площадка в границах ограждения засыпается щебнем рядовым ГОСТ 8267-93 на высоту 200мм и уплотняется. Поверх щебня площадку засыпать песком ИГЭ 2 толщиной 100 мм для дренажа. Площадка ограждается металлическим проветриваемым ограждением размерами 8,0х4,0х1,65h, выполненным по серии 3.017-3. Ограждение разрабатывается отдельным проектом.

Сведения об электроснабжении, молниезащите и заземлении

Электроснабжение. ПГБ-Газовичок поставляется комплектно с вводным щитом, укомплектованным автоматическим выключателем и счетчиком электрической энергии.

Молниезащита. По РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» ПГБ по устройству молниезащиты относится ко II категории с зоной защиты - Б. Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, должны защищаться от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

В зону действия молниезащиты должны входить:

- здание ПГБ;
- сбросные и продувочные свечи (5 шт), высота свечей 4 м.

Согласно РД 34.21.122-87 п.2.6 не требуется включать в зону защиты пространство над обрезом сбросных свечей при выбросе газов невзрывоопасной концентрации.

Молниезащита выполняется отдельностоящим молниеприемником высотой 8,0 м.

Контур заземления молниезащиты выполнен из вертикальных электродов длиной 3,0 м из уголка 50х50х5, соединенных между собой полосой 30х5. Вертикальные электроды заглубить на 0,8 м.

Заземление. Для защиты от заноса высокого потенциала по наружным газопроводам на вводе в ПГБ газопроводы заземляются стальной проволокой Ø10 мм на контур заземления, проволоку проложить по стене открыто. На ближайших опорах от входа-выхода наружных газопроводов в ПГБ газопроводы заземляются на опоры стальной проволокой Ø10 мм, опоры заземляются на контур заземления молниезащиты.

В ознакомительных целях в выпускной квалификационной работе произведем подбор оборудования ГРП детально.

Подбор регуляторов давления

Расчет регулирующих клапанов регуляторов давления сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск заданного максимального количества регулируемой среды.

При подборе регулятора необходимо различать абсолютное и избыточное давления.

Абсолютное давление находится по формуле 8.1.

$$P_{абс}=P_{изб}+P_{атм}, \quad (8.1)$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление газа (манометрическое), МПа;

$P_{атм}$ – атмосферное (барометрическое) давление газа, МПа, причем 1 атм = 0,1 МПа.

Давление на входе в ГРП определяется из гидравлического расчета сети высокого давления (раздел 4 п.4.1), $P_{1\ изб}$ = 0,5997 МПа. Абсолютное давление газа на входе в ГРП, $P_{1\ абс}$, МПа, составляет:

$P_{1\ абс}$ = 0,1 + 0,5997 = 0,6997 МПа.

Давление на выходе из ГРП определяется техническим заданием на проектирование – $P_{2\ изб}$ = 3 кПа = 0,003 МПа. Абсолютное давление газа на выходе из ГРП, $P_{2\ абс}$, МПа, составляет:

$P_{2\ абс}$ = 0,1 + 0,003 = 0,103 МПа.

Из таблицы 7.13 [18] выбираем регулятор давления для ГРП по ближайшему расходу газа (пропускной способности) с учетом входного и выходного давлений. Регулятор давления газа типа РДГ-50Н/45 представлен на рисунке 6. Технические характеристики регулятора:

Dy=50 мм

Dc=45 мм

Пропускная способность при входном давлении P_1=0,6 МПа составляет 3800 $м^3$/ч.

Абсолютное входное табличное давление газа перед регулятором, МПа $P_{1т}$=0,1+0,6=0,7 МПа.

Рисунок 6 – Регулятор давления газа типа РДГ-50Н/45

Так как отношение абсолютных давлений (скорость истечения газа через седло) $P_2/P_1 = 0,103 / 0,6997 = 0,15 < 0,5$ и $p = p_т = 0,73$ кг/м^3, то пропускная способность регулятора давления V, м^3/ч, определяется по формуле 8.2.

$$V = (V_т \cdot P_1) / P_{1\,т}, \qquad (8.2)$$

где $V_т$ – пропускная способность регулятора (табличное значение), м^3/ч;

P_1 – абсолютное входное давление газа, МПа;

$P_{1\,т}$ – абсолютное входное давление газа (табличное значение), МПа.

$V = (3800 \cdot 0,6997) / 0,7 = 3798$ м^3/ч.

Нормальная работа регулятора обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{max}, м^3/ч, не более 80%, а минимальная V_{min}, м^3/ч, не менее 10% от расчетной пропускной способности V при заданном входном P_1 и выходном P_2 давлении, т.е. должны выполняться условия:

$0,1V \le V_р \le 0,8V$

где $V_р$ – расход газа через ГРП, м^3/ч.

Для проектируемого ГРП:

$0,1V \le 440,84 \le 0,8V$

$0,1 \cdot 3798 \le 440,84 \le 0,8 \cdot 3798$

$380 \le 440,84 \le 3038$

То есть выбранный регулятор давления обеспечит правильную работу ГПР и соблюдение нужных параметров давления газа на выходе из ГРП.

Подбор фильтров для ГРП

Газовые фильтры предназначены в ГРП для очистки транспортируемого по газопроводам газа от пыли, ржавчины и других механических примесей, которые приводят к преждевременному износу газопроводов, запорной и регулирующей арматуры, нарушают работу контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Если расстояние от источника газа до потребителя более 1 км, то надо устанавливать фильтр.

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях газа, определяемых максимально допустимым перепадом давления в фильтрующем элементе (кассете, сетке), который не должен превышать для сетчатых фильтров 5000, для волосяных 10000, на новом фильтре, а также после их очистки или промывки, т.е. на чистой кассете (сетке), соответственно 2500 и 5000 Па.

С регуляторами давления РДУК применяются фильтры волосяные (ФВ) и фильтры кассетные сварные (ФГ). Фильтры подбирают по пропускной способности по таблице 7.20 [18].

Если плотность газа ρ, расчетный перепад давления Δp и абсолютное давление p отличаются от табличных ($\rho_т$=0,73 кг/м^3, $\Delta p_т$ и $p_т$), то пропускную способность фильтра V, м^3/ч, определяют по формуле 8.3.

$$V = 0{,}855 V_т \cdot \sqrt{((\Delta P \cdot P_1) / (\Delta P_т \cdot P_{1т} \cdot \rho))}, \quad (8.3)$$

где $V_т$ – пропускная способность фильтра (табличное значение), м^3/ч;

ΔP – расчетный перепад давления газа, МПа;

P_1 – абсолютное входное давление газа, МПа;

$\Delta P_т$ – расчетный перепад давления газа (табличное значение), МПа.

$P_{1т}$ – абсолютное входное давление газа (табличное значение), МПа.

ρ – Плотность газа, кг/м^3.

Выбираем из таблицы 7.20 [18] фильтр по ближайшему расходу газа (пропускной способности).

Фильтр сварной кассетный типа ФГ-50, пропускная способность при давлении на входе 0,6 МПа равна 7000 м^3/ч представлен на рисунке 7.

Абсолютное входное давление $p_т$=0,1+0,5997=0,6997 МПа.

Плотность газа ρ=0,73 кг/м3.

Расчетный перепад давления $\Delta p_т$=5 кПа=0,005 МПа.

Расчетный перепад давления для волосяного фильтра из таблицы $\Delta p_т$=5 кПа=0,005 МПа.

Тогда пропускная способность фильтра V, м^3/ч, по формуле 8.3 составляет:

$V = 0{,}855 \cdot 7000 \cdot \sqrt{((0{,}005 \cdot 0{,}6997) / (0{,}005 \cdot 0{,}7 \cdot 0{,}73))} = 7003$ м^3/ч.

7003 > 440,84, значит пропускной способности фильтра достаточно для установки в ГРП.

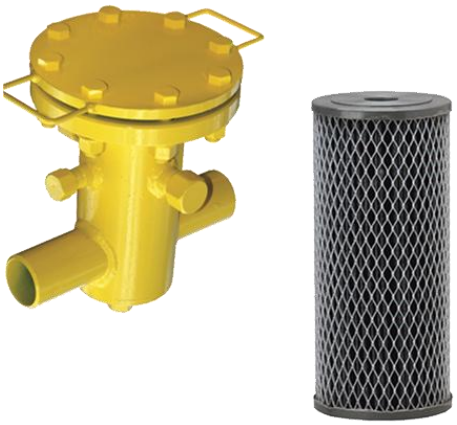


Рисунок 7 – Фильт кассетный типа ФГ-50

Выбор предохранительно-запорного клапана (ПЗК)

Промышленность выпускает 2 типа ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в случаях, когда после ГРП или ГРУ поддерживается низкое давление, второй – среднее.

Габариты и тип клапана определяются типом регулятора давления. ПЗК обычно выбирают с тем же условным диаметром, как и регулятор давления, а также проверяют на соответствие входному давлению и пределам настройки контролируемого давления:

$P^{в}_{наст} = 1{,}15P_2 = 1{,}15 \cdot 3 = 3{,}45$ кПа=0,00345 МПа;

$P^{н}_{наст} = 0{,}9P_2 = 0{,}9 \cdot 3 = 2{,}7$ кПа=0,0027 МПа.

Для ГРП выбираем ПЗК типа ПКН-50 (Ду50) по справочнику [34]. Подобранный ПЗК представлен на рисунке 8. Технические характеристики ПЗК приведены в таблице 14.

$P^{в} = 0{,}002…0{,}06$ МПа;

$P^{н} = 0{,}0003…0{,}003$ МПа.

Рисунок 8 – Предохранительно-запорный клапан типа ПКН-50

Таблица 14 – Технические характеристики ПЗК

Наименование параметра	ПКН-50	ПКВ-50	ПКН-100	ПКВ-100	ПКН-200	ПКВ-200
Максимальное входное давление, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
При понижении давления, МПа	0,0003–0,003	0,003–0,03	0,0003–0,003	0,003–0,03	0,0003–0,003	0,003–0,03
При повышении давления, МПа	0,002–00,06	0,03–00,6	0,002–00,06	0,03–00,6	0,002–00,06	0,03–00,6
Точность срабатывания, не более:	5 %	2 %	5 %	2 %	5 %	2 %

Выбор предохранительно-сбросного клапана (ПСК)

Предохранительно-сбросной клапан подбирается по пропускной способности регулятора давления. Пропускная способность ПСК должна составлять не менее 10% от пропускной способности регулятора давления или не менее пропускной способности наибольшего из клапанов. Также проверяют на соответствие входному давлению и пределу настройки контролируемого давления.

Настройка давления контролируемого ПСК:

$P_{наст} = 1{,}1P_2 = 1{,}1 \cdot 3 = 3{,}3$ кПа.

ПСК не зависит от диаметра регулятора и газопровода.

По справочнику [34] подбираем ПСК-25П-Н (Ду25) с диапазоном настройки $P_{наст} = 1…750$ кПа.

Выбранный ПСК представлен на рисунке 9. Технические характеристики ПСК приведены в таблице 15.

Рисунок 9 – Предохранительно-сбросной клапан типа ПСК-25П-Н

Таблица 15 – Технические характеристики ПСК

	ПСК-25П-Н	ПСК-25П-В	ПСК-25Н	ПСК-25В
Регулируемая среда	неагрессивный природный газ			
Диапазон настройки клапана, кПа	1–750	60–750	1–100	100–1000
Условный проход $Д_у$	25			
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +40		от -10 до +35	
Габаритные размеры, мм:				
D	160	160	160	160
H	220	220	200	200
A	80	80	78	78
B	28	28	30	30
Масса, кг	2,2	2,2	5	5

9. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГРП

Объектом автоматизации является пункт редуцирования газа шкафного типа Газовичок-А1986-7000 с двумя линиями редуцирования (основной и резервной), фильтром ФГ-50, измерительным комплексом учета расхода газа СГ-ЭК-Вз-Р-0,75-160/1,6, регуляторами давления газа РДГ-50Н/30, шкафом телеметрии «СКАТ-4» и газовым отоплением.

Пункт редуцирования газа (ПРГ) предназначен для редуцирования высокого давления газа (0,57…0,6 МПа) на требуемое (2,2…3,0 кПа), автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Пункт редуцирования газа работает следующим образом:

Газ по входному трубопроводу через входное отключающее устройство, фильтр, поступает к регулятору давления газа, где происходит понижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходное отключающее устройство поступает к потребителю.

При повышении выходного давления сверх допустимого заданного значения, открывается сбросной клапан и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов, срабатывает предохранительный запорный клапан, перекрывая вход газа в регулятор.

В узле фильтрации предусмотрен контроль перепада давления на фильтре.

В случае ремонта ПРГ, при закрытых входном и выходном отключающих устройствах газ поступает к потребителю по второй линии редуцирования.

Схема автоматизации ПРГ предусматривает:

а) автоматическое поддержание давления газа на выходе из ПРГ в заданных пределах;

б) измерение давления и температуры на входе и выходе из ПРГ с выводом показаний на контроллер;

в) учет расхода газа потребителями с передачей данных диспетчеру;

г) контроль за температурой в отсеках ПРГ, передача аварийных сигналов с приборов системы контроля загазованности и охранно-пожарной сигнализации на пульт диспетчера.

Исполнительное устройство регулятора давления РДГ-50Н/30 предназначено, посредством изменения проходных сечений малого и большого регулирующих клапанов, автоматически поддерживать заданное выходное давление на всех режимах расхода газа, включая нулевой, и отключать подачу газа в случае аварийного повышения или понижения выходного давления.

Регулятор работает следующим образом:

Газ входного давления поступает через фильтр к стабилизатору, затем к регулятору управления. От регулятора управления газ поступает в подмембранную полость исполнительного устройства. Надмембранная полость исполнительного устройства связана импульсной трубкой с газопроводом за регулятором. Благодаря непрерывному потоку газа давление перед подмембранной полости исполнительного устройства при работе всегда будет больше выходного давления. Надмембранная полость исполнительного устройства находится под воздействием выходного давления. Регулятор давления поддерживает за собой постоянное давление, поэтому давление в подмембранной полости также будет постоянным (в установившемся режиме). Любые отклонения выходного давления от заданного вызывают изменения давления в надмембранной полости исполнительного устройства, что приводит к перемещению регулирующего клапана в новое равновесное состояние, соответствующее новым значениям входного давления и расхода, при этом восстанавливается выходное давление.

В случае аварийного повышения и понижения выходного давления мембрана механизма контроля перемещается влево и вправо и отсечной клапан перекроет расход газа регулятором.

Измерительный комплекс учета расхода газа СГ-ЭК-Вз-Р-0,75-160/1,6 предназначен для учета объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, посредством автоматической электронной коррекции показаний ротационного счетчика газа RVG по температуре, давлению и коэффициенту сжимаемости измеряемой среды, с учетом вводимых значений относительной плотности газа, содержания в газе азота и углекислого газа, удельной теплоты сгорания газа в соответствии с ГОСТ30319.

Комплекс СГ-ЭК-Вз-Р-0,75-160/1,6 состоит из следующих составных частей (блоков):

а) ротационного (RVG) счетчика газа;

б) корректора объема газа ЕК270 со встроенным преобразователем абсолютного давления, преобразователем температуры и преобразователем перепада давления, входящих в состав корректора.

Ротационный счетчик газа RVG работает по принципу вытеснения строго определенного объема газа вращающимися роторами. В корпусе с одним входом и выходом находятся два вращающихся в противоположных направлениях ротора, которые в поперечном сечении имеют вид подобный восьмерке. Оба ротора соединены друг с другом посредством колес синхронизатора.

При прохождении газа через счетчик роторы вращаются без механического соприкосновения друг с другом и доставляют определенное количество газа в выходной канал при помощи объемной измерительной камеры, образованной пространством между роторами и корпусом счетчика.

Таким образом, один поворот системы роторов соответствует передаче определенного объема газа. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм.

Корректор объема газа ЕК270 представляет собой самостоятельное микропроцессорное устройство с автономным питанием (от двух литиевых батареек), предназначенное для преобразования по определенному алгоритму сигналов, поступающих с ротационного счетчика газа, преобразователей давления, перепада давления и температуры (измеряемой среды и окружающей среды), и регистрации этих параметров.

Функционально корректор объема газа обеспечивает:

- вычисление приведённого к стандартным условиям объёма и расхода газа;

- просмотр на дисплее текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, данных архива;

- программирование и считывание информации с корректора;

- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению газа, перепаду давления на счетчике, температуре газа, температуре окружающей среды, коэффициенту сжимаемости и коэффициенту коррекции;

- в случае выхода давления или температуры газа за пределы установленных значений это записывается в журнал событий с указанием даты и времени;

- возможность интеграции в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса постоянного подключения RS-232C (RS-485) или оптического интерфейса;

- четыре цифровых выхода могут быть запрограммированы для передачи значений объёмов газа в виде импульсов, и/или передачи сообщений об ошибках.

Для контроля и оперативного диспетчерского управления состоянием ПРГ, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученных данных с измерительного комплекса учета газа используется программно-технический комплекс (ПТК) «СКАТ-4».

ПТК «СКАТ-4» представляет собой распределённый программно-аппаратный комплекс, имеющий измерительные каналы учёта и каналы телемеханики.

ПТК является многоуровневой иерархической информационно-измерительной и управляющей системой распределённого типа, включающей в свой состав программный комплекс «ОРИОН» и устройства связи с объектами (УСО). Архитектура ПТК в общем виде состоит из верхнего и нижнего уровней, связанных средствами связи.

ПТК «СКАТ-4» решает следующие задачи:

- измерение, оперативный контроль технологических параметров, управление технологическим оборудованием, автоматизированное управление и регулирование технологических процессов, архивирование значений параметров и событий;

- коммерческий учет и диспетчеризацию распределяемого природного газа, а также оперативный контроль и архивирование текущих, суммарных и усредненных значений его технических параметров;

- телеизмерение и телесигнализацию технологических параметров, дистанционное управление и регулирование (телеуправление, телерегулирование) исполнительными механизмами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью в выпускной квалификационной работе был разработан проект газоснабжения населения (частных жилых домов) и коммунально-бытовых потребителей п. Южный (кафе, школа, здание администрации) природным газом по ГОСТ 5542-2014 с низшей теплотой сгорания 8000 ккал/м^3.

В ходе проделанной работы поставленные задачи были решены в полном объеме: была рассчитана потребность в теплоте населением п. Южный, определен расход газа на поселок с учетом перспективы развития, произведен гидравлический расчет систем газоснабжения, сконструирована сеть газоснабжения потребителей, разработано газоснабжение котельной, частного жилого дома, подобрано оборудование для газорегуляторного пункта и спроектирована система автоматизации ГРП.

По окончанию работы полученные автором результаты применимы на практике в качестве самостоятельного проекта газоснабжения поселка. Для реализации проекта необходимо дополнение разработкой сметной документации. Также возможно использование фрагментов выпускной квалификационной работы в качестве самостоятельных проектов (например, газоснабжение типового частного жилого дома).

Предложенные в проекте мероприятия индивидуальны и полностью соответствуют реальным условиям местности газоснабжаемого поселка, то есть проект газоснабжения п. Южный рекомендуется к реализации в кратчайшие сроки для предотвращения изменения исходных условий (миграции населения, изменение климатических условий).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 СП 42.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.

2 Ионин А.А. Теплоснабжение. – М.: Стройиздат, 1982.

3 Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. – М.: Стройиздат, 1988 – 432 с.

4 Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей/ Под ред. А.А. Николаева. – М.: Стройиздат, 1965.

5 Проектирование газоснабжения (Примеры расчета). Пешехонов Н.И., Киев»Будівельник», 1970 – 148 с.

6 СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика.

7 Козин В.Е. Теплоснабжение. – М.: Высш. Шк., 1980.

8 СТП МГМИ 1.01-84. Дипломный проект. Общие правила оформления проекта. – Магнитогорск: МГМИ, 1984.

9 СП 62.13330.2011* Актуализированная редакция СниП 42-01-2002 Газораспределительные системы.

10 МДК 4-05.2004 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения.

11 Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Г.П. Комина, А.О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.

12 Шурайц А.Л., Каргин В.Ю., Вольнов Ю.Н. Газопроводы из полимерных материалов: Пособие по проектированию, строительству и эксплуатации. Саратов: Издательство «Журнал «Волга – XXI век», 2007. 612 с.

13 СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий.

14 Громов А.В. Водяные тепловые сети: Справочное пособие. – М.: Стройиздат, 1988.

15 СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети.

16 СП 89.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП II-35-76 Котельные установки.

17 СП 56.13330.2011 Производственные здания.

18 Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я., Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.

19 СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.

20 СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.

21 СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.

22 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

23 ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия.

24 ГОСТ Р 50838-2009 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия.

25 ГОСТ 17379-2001 Заглушки эллиптические. Конструкция.

26 ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R около 1,5 DN). Конструкция.

27 ГОСТ 17378-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.

28 ГОСТ 8963-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры.

29 Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. – Л.: Недра, 1985. – 288 с.

30 ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

31 ГОСТ 21.609-2014 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации внутренних систем газоснабжения.

32 ГОСТ 21.610-2014 Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи.

33 СТО ГАЗПРОМ Газораспределение 2.7-2013.

34 Промышленное газовое оборудование: справочник. 5-е изд., перераб. и доп. – Саратов: Газовик, 2010. – 992 с.