

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Институт «Архитектурно-строительный»
Кафедра «Градостроительство, инженерные сети и системы»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент
_____ Д.В. Ульрих
_____ 2021 г.

Газоснабжение поселка Амур, в городе Троицк
Челябинской области

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 08.03.01.2021.191.13. ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»
доцент, к.т.н.
_____ С.В. Панферов
_____ 2021 г.

Руководитель проекта:
доцент, к.т.н.
_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2021 г.

Автор проекта:
студент группы АС-425
_____ Д.Д. Ращенко
_____ 2021 г.

Нормоконтролер:
доцент, к.т.н.
_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2021 г.

АННОТАЦИЯ

Ращенко Д.Д. Газоснабжение п. Амур, г. Троицк, Челябинской области – Челябинск: ЮУрГУ, АС-425; 2021, 77 с., библиогр список – 20 наим.; прил. 1, 7 листов чертежей ф. А1.

Работа выполнена на основании стандартов на дипломное проектирование, действующих строительных, санитарных и противопожарных норм и правил.

В данной работе спроектирована газораспределительная сеть среднего и низкого давления, части поселка Амур, г. Троицк, Челябинской области.

Работа включает в себя технологическую часть, состоящую из:

1. Определение потребления газа
2. Конструирование сетей среднего и низкого давлений
3. Гидравлический расчет сетей среднего, низкого давлений, внутридомового газопровода, газопровода в котельной
4. Подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома и котельной
5. Подбор оборудования для ГРПШ

						08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Зав. каф.		Ульрих			Газоснабжение п. Амур в г. Троицк, Челябинской области	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.		Анисимова				ДП	3	
Руководит.		Анисимова				ЮУрГУ Кафедра ГИСиС		
Консульт.		Анисимова						
Дипломник		Ращенко						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	4
1.1 Характеристика проектируемого объекта.....	4
1.2 Инженерно-геологическая характеристика проектируемого объекта.....	4
1.3 Климатическая характеристика проектируемого объекта.....	5
1.4 Описание потребителей газа.....	5
2. СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	6
2.1 Состав природного газа.....	6
2.2 Характеристика природного газа.....	6
3 РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ЖИЛЫМ РАЙОНОМ. ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	7
3.1 Расчет расходов теплоты на отопление жилых и общественных зданий	7
3.2 Определение расходов тепла на приготовление воды в системах горячего водоснабжения для жилого здания.....	8
3.3 Определение расходов тепла на приготовление воды в системах горячего водоснабжения для общественных зданий.....	9
3.4 Подбор оборудования в котельную.....	10
4 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА.....	13
4.1 Конструирование внутридомового газопровода.....	13
4.2 Подбор газоиспользующего оборудования для здания жилого дома....	14
4.3 Определение расходов газа внутридомового газопровода	17
4.4 Гидравлический расчет внутридомового газопровода.....	18
4.5 Гидравлический расчет основного направления внутридомовой сети	22
5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ КОТЕЛЬНОЙ.....	27
5.1 Конструирование газопроводов котельной.....	27
5.2 Определение расчетных расходов газа внутрикотельной сети.....	27
5.3 Гидравлический расчет газопроводов котельной.....	28
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	32
6.1 Конструирование газопровода низкого давления.....	32
6.2 Определение расчетных расходов газа сети низкого давления.....	34

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

6.3 Гидравлический расчет сети низкого давления.....	37
7 КОНСТРУИРОВАНИЕ СЕТИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ.....	44
7.1 Конструирование газопровода среднего давления.....	44
7.2 Определение расходов газа среднего давления.....	45
7.3 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	45
8 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРПШ.....	50
8.1 Требования к ГРПШ.....	50
8.1 Подбор регуляторов давления.....	51
8.2 Подбор фильтров.....	53
8.3 Выбор предохранительно-запорного клапана.....	53
8.4 Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	54
9 РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ.....	55
9.1 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания.....	55
9.3 Определение коэффициента избытка воздуха в характерных сечениях газового тракта	56
9.4 Расчет действительных объемов продуктов сгорания.....	56
9.5 Расчет дымовой трубы для котла «Buderus Logano G234-50 WS».....	57
9.6 Организация тяги	61
10 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА.....	63
11 АВТОМАТИЗАЦИЯ ГРПШ.....	66
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	70
ПРИЛОЖЕНИЯ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	

ВВЕДЕНИЕ

Газовая отрасль одна из самых динамично развивающихся отраслей экономики. Развитие добычи газа определяется увеличением потребления газа, которое происходит, во-первых, за счет увеличения его использования в уже газифицированных городах, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов.

В Челябинской области в 2017 году была принята программа газификации, которая разработана от имени федерального правительства.

Объектом работы является поселок Амур в городе Троицке, Челябинская область. Предметом работы является проектирование сетей газоснабжения среднего и низкого давления, а так же газопроводов жилых домов и котельной.

Задачи проекта:

1. Рассчитать тепловые нагрузки в п. Амур;
2. Определить расчетные расходы газа каждым потребителем;
3. Подобрать газоиспользующее оборудование жилого дома и котельной;
4. Сконструировать и рассчитать сеть газоснабжения среднего давления;
5. Сконструировать и рассчитать внутрисанитарной газопровод;
6. Сконструировать и рассчитать сеть газоснабжения низкого давления;
7. Разместить ГРПШ и подобрать оборудование для пункта;
8. Разработать схему автоматизации ГРПШ.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Город Троицк находится на окраине Юго-Восточного Урала, в 135 км от г. Челябинска. В административном отношении входит в Челябинскую область.

Троицк расположен на восточном склоне Уральского хребта при впадении реки Увельки в реку Уй, в 200 км выше впадения последней в реку Тобол.

В общем очертании рельефа территория города представляет собой полого-холмистую равнину, прорезанную долинами рек Уй и Увелька и оврагами.

Проектируемый поселок Амур входит в Северо-западный район г. Троицка и ограничен рекой Увелька, текущей с Северо-запада на Юго-восток и водохранилищем на ней.

1.1 Характеристика проектируемого объекта

В качестве отключающих устройств применяются задвижки фланцевые и краны шаровые фланцевые и муфтовые.

Соединения полиэтиленовых труб со стальными предусматриваются неразъемными усиленного типа.

Глубина заложения полиэтиленового газопровода принята не менее 1,35 м до верха трубы или футляра, в зависимости от типа грунтов и условий эксплуатации газопровода при отрицательных температурах.

По всей трассе газопровода предусмотрена подсыпка под газопровод толщиной 10 см, а так же засыпка газопровода толщиной 20 см незамерзающим сыпучим грунтом (песок).

Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь» должны укладываться на основание из песка от 10 см не менее 1,0 м в каждую сторону и присыпаться песком на высоту не менее 20 см. Засыпка траншеи над стальной вставкой по всей глубине заменяется на песчаную, включая выход из земли.

1.2 Инженерно-геологическая характеристика проектируемого объекта

Рельеф проектируемого поселка холмистый. Перепад отметок местности изменяется в пределах 172,0 – 181,15 м.

Участок проектируемого газопровода сложен делювиальными песчано-глинистыми отложениями, которые перекрыты с поверхности почвенно-растительным слоем и насыпным грунтом, который по инженерно-геологическому заключению классифицируется, как песок.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

По степени морозостойкости суглинок и супесь – слабопучинистые на период инженерно-геологических изысканий, но при водонасыщении – пучинистые, песок, в том числе и в насыпном грунте, в котором он преобладает – непучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

пески – 2,4м.

суглинок – 1,84 м.

супесь – 2,24 м.

В пределах проектируемой трассы газопровода высокого и низкого давления подземные воды зафиксированы во всех скважинах на глубине от 1,4 до 2,3 м. Возможно сезонное колебание уровня воды на 0,8м.

1.3 Климатическая характеристика проектируемого объекта

Климатические характеристики принимаются для города Троицк, Челябинская область, согласно своду правил [1], таблица 3.1.

$n_o = 212$ суток – продолжительность отопительного периода.

$t_o = -32$ °С – средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92.

$t_{от} = -6,6$ °С – средняя температура наружного воздуха за отопительный период.

$t_{вн} = 21$ °С – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, принимается по [2], таблица 1.

1.4 Описание потребителей газа

Потребителями газа являются жилые дома и несколько общественных зданий, таких, как школа, магазин.

Жилые дома представляют из себя одноэтажные строения площадью 100 м².

Газом снабжается 36 жилых домов, в каждом из которых проживает семья из 4 человек. Нагрузки на отопление и горячее водоснабжение покрываются газоснабжением.

Также проектируется газоснабжение котельной, которая будет снабжать требуемой теплотой общественные здания.

Таблица 1.4.1 – характеристика потребителей

Здание	Площадь здания, S, м ²	Объем здания, V, м ³	Кол-во человек
Жилой дом	100	300	144
Школа	600	2100	300
Магазин	250	875	20

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

2.1 Состав природного газа

Состав природного газа принимаем для Уренгойского месторождения.

Таблица 2.1 – Состав газа.

Месторождение Газа	Город - потребитель	Состав газа в процентах от объема						
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Уренгойское	Троицк	97,64	1,32	0,01	-	-	0,3	0,73

2.2 Характеристика природного газа

Определение низшей теплоты сгорания газообразного топлива по формуле:

$$Q_H^p = \sum_{i=1}^n r_i \cdot Q_{Hi}^p, \quad (2.2)$$

где r_i – содержание компонента в смеси в объемных долях;
 Q_H^p – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, $\frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$, принимая согласно [3], таблица 1.2.

Определение плотности газовой смеси по формуле:

$$\rho_c = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \rho_i, \quad (2.3)$$

где ρ_i – плотность компонента газовой смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, таблица 1.2 [3]

Низшая теплота сгорания и плотность каждого компонента в составе природного газа занесены в таблицу 2.2

Определим низшую теплоту сгорания газовой смеси по формуле (2.2):

$$Q_H^p = (97,64 \cdot 35,76 + 1,32 \cdot 63,65 + 0,01 \cdot 91,14 + 0 + 0) \cdot 0,01 = 35,76 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$$

По формуле (2.3) определим плотность газовой смеси:

$$\rho_c = (97,64 \cdot 0,7168 + 1,32 \cdot 1,356 + 0,01 \cdot 2,0037 + 0,3 \cdot 1,977 + 0,73 \cdot 1,251) \cdot 0,01 = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Таблица 2.2 – Низшая теплота сгорания и плотность каждого компонента.

Компонент	Содержание компонента в смеси, r_i , %	Низшая теплота сгорания, Q_{Hi}^p , $\frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$	Плотность, ρ , $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
CH ₄	97,64	35,76	0,7168
C ₂ H ₆	1,32	63,65	1,356
C ₃ H ₈	0,01	91,14	2,0037
CO ₂	0,3	-	1,977
N ₂	0,73	-	1,251

3.2 Определение расходов тепла на приготовление воды в системах горячего водоснабжения для жилого здания

Расчетные тепловые нагрузки на систему горячего водоснабжения согласно [5], вероятность действия санитарно-технических приборов P на участках сети при одинаковых водопотребителях вычисляют по формуле:

$$P = \frac{q_{hr,u} U}{3600 N q_0}, \quad (3.2)$$

где $q_{hr,u}$ – норма расхода горячей воды потребителем в час наибольшего водопотребления, л/ч. Принимается по таблице А.2 [5] для жилых зданий с централизованным ГВС;

U – число водопотребителей, принимается, как число комнат в доме + 1;

q_0 – секундный расход горячей воды, л/с. При отсутствии данных принимается 0,2 л/с;

Вероятность действия санитарно-технических приборов для системы в целом вычисляется по формуле:

$$P_{hr} = \frac{q_0 \cdot P \cdot 3600}{q_{0,hr}}, \quad (3.3)$$

где $q_{0,hr}$ – часовой расход воды сан-тех приборов, л/ч. При отсутствии технических характеристик сан-тех приборов принимается по таблице А.2 [5] для жилых зданий с централизованным ГВС и ваннами длиной более 1500-1700 мм – 200 л/ч;

q_0 – то же, что и в (3.2)

Далее определяется значение $P_{hr} \cdot N$, благодаря которому по таблице Б.2 [5] определяется коэффициент α_{hr} и рассчитывается максимальный часовой расход теплоносителя горячего водоснабжения:

$$q_{hr} = 0,005 \cdot q_{0,hr} \cdot \alpha_{hr}, \quad (3.4)$$

Определяется требуемая тепловая мощность на нагрев воды ГВС для данного расхода:

$$Q_{ГВС} = 0,278 \cdot 1,03 \cdot c \cdot q_{hr} \cdot \rho \cdot (t_r - t_x), \quad (3.5)$$

где c – удельная теплоемкость воды, 4,187 кДж/кг°С;

1,03 – коэффициент, учитывающий потери тепла при транспортировке от нагревающего узла до водопотребляемого прибора;

ρ – плотность воды, 968 кг/м³;

t_r – температура горячей воды в системе ГВС = 60°С;

t_x – температура холодной воды в зимний период = 5°С;

Определим требуемую тепловую мощность на нагрев воды ГВС:

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P = \frac{8,5 \cdot 4}{3600 \cdot 3 \cdot 0,2} = 0,0157;$$

Вероятность действия санитарно-технических приборов:

$$P_{hr} = \frac{0,2 \cdot 0,0157 \cdot 3600}{200} = 0,057$$

Определяем коэффициент α_{hr} :

$$N \cdot P_{hr} = 3 \cdot 0,057 = 0,171, \text{ следовательно, } \alpha_{hr} = 0,42$$

Максимальный часовой расход теплоносителя горячего водоснабжения:

$$q_{hr} = 0,005 \cdot 200 \cdot 0,42 = 0,42 \text{ м}^3/\text{час}$$

Определим требуемую тепловую мощность на нагрев воды ГВС:

$$Q_{ГВС} = 0,278 \cdot 1,03 \cdot 4,187 \cdot 0,42 \cdot 968 \cdot (65 - 5) = 26,8 \text{ кВт}$$

3.3 Определение расходов тепла на приготовление воды в системах горячего водоснабжения для общественных зданий

Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение по нормам расхода воды определяется по формуле:

$$Q_{ГВС}^{cp} = \frac{m \cdot q_{сут.ср} \cdot c \cdot (t_h - t_c) \cdot (1 + K)}{24} \cdot 10^{-3}; \quad (3.6)$$

где m – количество людей в помещении;

$q_{сут.ср}$ – коэффициент определяется по [5], таблица 10.3.

c – удельная теплоемкость воды = 4.19 Дж/(кг·град)

t_h – температура горячей воды = 65°C

t_c – температура холодной воды зимой = 5°C

K – коэффициент учитывающий расход воды населением в общественных зданиях района, при отсутствии данных принимаем $\beta=0,25$;

Расход тепла на нужды ГВС для здания школы:

$$Q_{ГВС}^{cp} = \frac{300 \cdot 17 \cdot 4,19 \cdot (65 - 5) \cdot (1 + 0,25) \cdot 0,001}{24} = 66,7 \text{ МДж/ч} = 15,9 \text{ кВт}$$

Максимальная нагрузка на ГВС в сутки определяется:

$$Q_{ГВС}^{max} = 2,4 \cdot Q_{ГВС}^{cp} \quad (3.7);$$

$$Q_{ГВС}^{max} = 2,4 \cdot 15,9 = 40,8 \text{ кВт}$$

Расход тепла на нужды ГВС для здания магазина:

$$Q_{ГВС}^{cp} = \frac{20 \cdot 10,2 \cdot 4,19 \cdot (65 - 5) \cdot (1 + 0,25) \cdot 0,001}{24} = 2,67 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}}$$

$$2,67 \text{ МДж/ч} = 0,63 \text{ кВт}$$

Максимальная нагрузка по максимальному значению $Q_{ГВС}^{cp}$ определяется:

$$Q_{ГВС}^{max} = 2,4 \cdot 0,64 = 1,53 \text{ кВт}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

3.4 Подбор оборудования в котельную

Задачей данного раздела является подбор газоиспользующего оборудования в здание котельной, которая будет снабжать теплом общественные здания поселка – школу и магазин.

Котельная проектируется отдельностоящая, второй категории надежности отпуска теплоты потребителям – строениям школы и магазина. Расчетные тепловые нагрузки – суммарные тепловые нагрузки на отопление и ГВС.

Пользуясь методикой проектирования котельных в секторе ЖКХ, [7], определим суммарные часовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию при максимальном режиме потребления и среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение.

Требования, предъявляемые, к подбору оборудования:

1. При возникновении ситуации, когда один котел выходит из строя, оставшиеся котлы должны обеспечить не менее допустимой нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей второй категории в течение всего ремонтного периода. Таким образом, допустимое снижение подачи теплоты при выходе из строя одного котла, согласно [5], при расчетной температуре наружного воздуха -32°C составляет 87% от расчетной нагрузки.

2. В течение теплого периода, котлы должны обеспечивать минимально допустимую нагрузку. Несоблюдение этого условия приведет к неисправности котлов.

Произведем подбор котлов в здание котельной:

Вычислим суммарную нагрузку на отопление и вентиляцию, кВт:

$$Q_{\text{ов}} = Q_{\text{ов маг}} + Q_{\text{ов шк}} \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{ов}} = 22,6 + 46,4 = 69 \text{ кВт}$$

При неисправности и выходе из строя одного котла:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = Q_{\text{ов}} \cdot 0,87, \quad (3.9)$$

где 0,87 – допустимое максимальное снижение подачи теплоты, при расчетной температуре наружного воздуха -32°C ;

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 69 \cdot 0,87 = 60 \text{ кВт}$$

Определим нагрузку при максимальном расходе горячего водоснабжения, кВт:

$$Q_{\text{max общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс max}} \quad (3.10)$$

$$Q_{\text{max общ}} = 69 + 42,3 = 111,3 \text{ кВт}$$

Определим нагрузку при максимальном среднечасовом расходе ГВС, кВт:

$$Q_{\text{ср.ч общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс ср.}} \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{ср.ч общ}} = 69 + 16,5 = 85,5 \text{ кВт}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

Определим потери в сетях. В качестве предварительных расчетов примем значение потерь тепла 3% от теплового потока.

для холодного периода потери в сетях, кВт, рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{пот}}^3 = Q_{\text{мах общ}} \cdot 0,03 \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{пот}}^3 = 111,3 \cdot 0,03 = 3,3 \text{ кВт}$$

для теплого периода года потери в сетях, кВт, рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = Q_{\text{гв мах}} \cdot 0,03 \cdot 0,8 \quad (3.13)$$

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = 42,3 \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 1 \text{ кВт}$$

Вычислим расходы тепла на собственные нужды котельной, кВт. Затраты тепла на отопление принимаем равным 1,5% от максимальной подключенной нагрузки, и определяем по формуле:

$$Q_{\text{собст нуж}} = Q_{\text{мах общ}} \cdot 0,015 \quad (3.14)$$

$$Q_{\text{собст нуж}} = 111,3 \cdot 0,015 = 1,67 \text{ кВт}$$

Суммарную мощность котельной для зимнего и летнего периодов:

для холодного периода:

$$Q_{\Sigma}^3 = Q_{\text{ср.ч общ}} + Q_{\text{пот}}^3 + Q_{\text{собст нуж}} \quad (3.15)$$

$$Q_{\Sigma}^3 = 85,5 + 3,3 + 1,67 = 90,47 \text{ кВт}$$

для теплого периода:

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = Q_{\text{гв мах}} + Q_{\text{пот}}^{\text{л}} \quad (3.15)$$

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = 42,3 + 1 = 43,3 \text{ кВт}$$

Примем к установке три напольных газовых котла «Buderus Logano G234-50 WS» с номинальной тепловой мощностью 48,6 кВт каждый. Проверим выполнение всех условий:

1. При выходе одного из трех котлов в холодный период года, оставшиеся два должны обеспечить подачу тепла не менее $Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 60 \text{ кВт}$, что составляет 87% от расчетной нагрузки котельной. Тепловая мощность котельной с одним неисправным котлом составит:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} = Q_{\text{котла}} \cdot (n-1) \quad (3.16)$$

где n – количество котлов, установленных в котельной;

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} = 48,6 \cdot (3-1) = 97,2 \text{ кВт}$$

Первое условие $Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} = 97,2 \text{ кВт} > Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 60 \text{ кВт}$ выполняется.

2. Процент загрузки котла в теплый период должен быть более 40% для поддержания его в нормальных условиях:

$$Q_{\text{загр}} = \frac{Q_{\Sigma}^{\text{л}}}{Q_{\text{котла}}} \cdot 100\% \quad (3.17)$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{загр}} = \frac{43,3}{48,6} \cdot 100\% = 89\% > 40\%$$

Второе условие $Q_{\text{загр}} > 40\%$ выполняется.



Рисунок 3.1 — Напольный газовый котел «Buderus Logano G234-50 WS»
Технические характеристики

Мин. полезная мощность	48.6 кВт
Макс. полезная мощность	54.70 кВт
КПД	93.0 %
Макс. расход природного газа	5.5 м³/час
Макс. расход сжиженного газа	4.03 кг/час
Расширительный бак	нет
Диаметр дымохода	180
Напряжение сети	220 В.
Подаваемое давление природного газа	10.0-25.0 мБар

Рисунок 3.2 — Технические характеристики «Buderus Logano G234-50 WS»
Размеры, вес, подключение

Габариты (ВхШхГ)	1119x740x791
Масса НЕТТО	99.90 кг
Масса БРУТТО	109.89 кг
Подающая линия контура отопления	1 1/2" (Ø 40)
Обратная линия контура отопления	1 1/2" (Ø 40)
Подача газа	1" (Ø 25)

Рисунок 3.3 — Присоединительные диаметры и габаритные размеры напольного котла «Buderus Logano G234-50 WS»

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внутри помещения топочной должно быть установлено:

– Термозапорный клапан, перекрывающий подачу газа в случае пожара. Тех. характеристики представлены в приложении А.

– Электромагнитный клапан, который перекрывает подачу газа, в случае возникновения утечки. Технические характеристики данного клапана представлены в приложении А.

– Шаровый кран, который перекрывает подачу газа ручным способом. Технические характеристики данного крана представлены в приложении А.

– Фильтр газовый, который очищает газообразное топливо от примесей. Технические характеристики данного фильтра представлены в приложении А.

– Счетчик газовый, который измеряет расход газа. Технические характеристики данного счетчика представлены в приложении А.

– Газовый настенный двухконтурный водогрейный котел, который обеспечивает отдачу теплоты на нужды отопления и горячего водоснабжения жилого дома. Технические характеристики представлены в приложении А.

Газопровод из помещения топочной проходит через стену на кухню.

В помещении кухни установлена газовая плита, отключающий кран должен быть установлен не более 1.5 метров от уровня пола помещения.

В помещении топочной и кухни подача газа присоединяется гибкими подводками.

4.2 Подбор газоиспользующего оборудования для здания жилого дома

Для нужд отопления и горячего водоснабжения необходимо подобрать газовый котел. Газовый котел принимаем двухконтурный, который параллельно нагревает воду для отопления и горячего водоснабжения. Благодаря двухконтурной компоновке удастся увеличить полезное пространство помещения топочной, в которой стоит газовый котел и установлена газовая арматура.

Теплопроизводительность котла определяется согласно следующей формуле:

$$Q_{\text{котла}} = \frac{Q_{\text{ГВС max}}}{\eta} \quad (4.1)$$

$Q_{\text{ГВС max}}$ – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение, кВт;

η – коэффициент полезного действия выбранного котла, %;

Таким образом, тепловая мощность котла составит:

$$Q_{\text{котла}} = \frac{26,8}{0,93} = 28,8 \text{ кВт}$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Примем к установке настенный, двухконтурный газовый котел фирмы Ferroli «Fortuna 30F» 30 кВт.

Данный газовый котел имеет номинальное рабочее давление 20мбар, что соответствует 2кПа < 5кПа, следовательно, работает на низком давлении

Технические характеристики

Мин. полезная мощность	10.50 кВт
Макс. полезная мощность Q	30.00 кВт \checkmark
КПД	93.0 %
Макс. расход природного газа	2.31 м ³ /час
Макс. расход сжиженного газа	1.86 кг/час
Расширительный бак	есть, на 8.00 л
Диаметр дымохода	60/100
Номинальное давление природного газа	20 мбар
Потребляемая мощность	110.0 Вт
Уровень шума	22 дБ

Рисунок 4.1 – Технические характеристики котла Ferroli «Fortuna 30F» Размеры, вес, подключение

Габариты (ВхШхГ)	742x440x344
Масса НЕТТО	37.50 кг
Масса БРУТТО	41.25 кг
Вход холодной воды	1/2" (Ø 15)
Выход горячей воды	1/2" (Ø 15)
Подающая линия контура отопления	3/4" (Ø 20)
Обратная линия контура отопления	3/4" (Ø 20)
Подача газа	3/4" (Ø 20)

Рисунок 4.2 – Габаритные размеры и присоединительные диаметры.

К данному котлу требуется подобрать горелку, которая будет сжигать природный газ, выделяя требуемое количество тепла. Горелки бывают одноступенчатые и многоступенчатые.. Несколько ступеней обеспечивают несколько режимов работы, например, включаются на половине мощности, а при необходимости начинают работать на полную мощность. Такие горелки обеспечивают повышенный ресурс и малый расход газообразного топлива.

Тепловая мощность газовой горелки принимается равной тепловой мощности выбранного котла.

Формула мощности горелки выглядит следующим образом:

$$Q_{\text{горелки}} = Q_{\text{котла}} \cdot f \quad (4.2)$$

где $Q_{\text{котла}}$ – мощность котла – 28,8 кВт

f – величина для нашего региона равна 1

$$Q_{\text{горелки}} = 28,8 \cdot 1 = 28,8 \text{ кВт}$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Примем к установке двухступенчатую газовую горелку «Oilon Junior GAS1 G25 LP» с максимальной тепловой мощностью 30 кВт и номинальным давлением газа 20мбар, что соответствует 2кПа.

Основные характеристики горелки	
вид топлива	газ (природный/сжиженный)
Мощность	12-30 кВт
Тип	вентиляторная
Давление газа	20 мБар
потребляемая электрическая мощность	90 Вт (220 В)
Ступеней мощности	2
Дополнительная информация	
Производитель	Oilon (Финляндия)
Размеры ВхШхГ	305х300х362 мм
Масса	13 кг

Рисунок 4.3 – технические характеристики двухступенчатой газовой горелки Oilon Junior GAS1 G25 LP

Для приготовления пищи к установке примем газовую плиту с газовой духовкой GORENJE GI 6322 XA. Давление природного газа на входе 20мбар, что соответствует 2000 Па, присоединительный диаметр имеет стандарт EN 10226-1/-2, который позволяет подключить газовую плиту от 1/16 до 6 дюйма с помощью специальных переходников. Примем присоединительный диаметр 3/4”, что соответствует Ду = 20мм стальных водопроводных труб.

Расчетная схема внутридомового газопровода представлена на рисунке 4.4

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

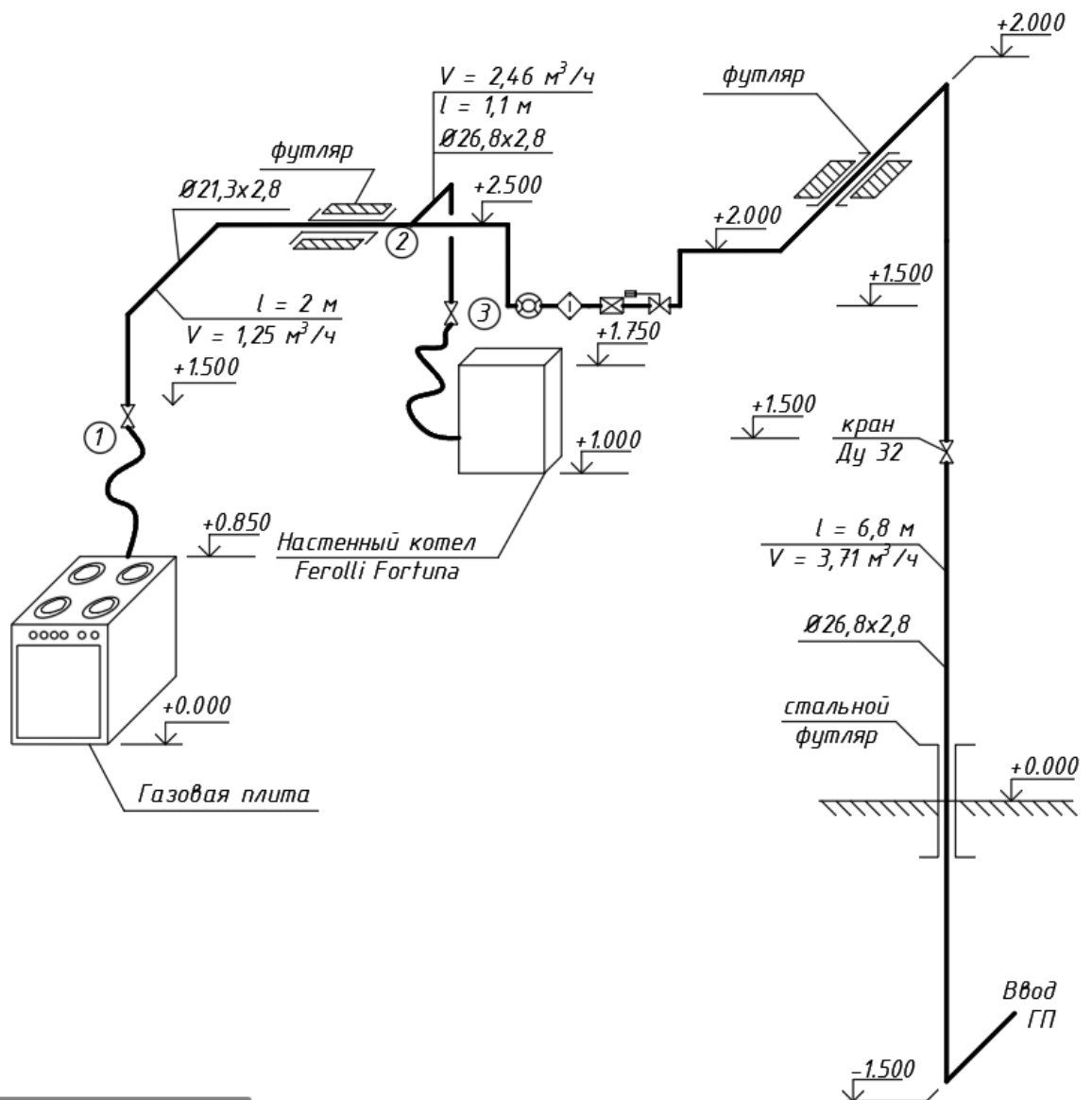


Рисунок 4.4 – Расчетная схема внутридомового газопровода

4.3 Определение расходов газа внутридомового газопровода

Расчетный расход газа определяется по формуле:

$$V_{\text{кот}} = n \cdot K_o^{\text{кот}} \cdot \frac{q_{\text{кот}}^{\text{пр}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}} \quad (4.3)$$

где n – количество приборов;

$K_o^{\text{кот}}$ – коэффициент одновременности для газовых приборов, в данном случае – газового котла, принимается 0,85 вне зависимости от количества установленных приборов согласно СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб», таблица 5 [6];

$q_{\text{кот}}^{\text{пр}}$ – теплопроизводительность газового прибора, кВт;

Q_{H}^{P} – низшая теплота сгорания газовой смеси;

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для участка, на котором установлена газовая плита:

$$V_{пл} = n \cdot K_o^{пл} \cdot \frac{q_{пл}^{пр}}{Q_p} \quad (4.4)$$

$K_o^{пл}$ – коэффициент одновременности для газовых плит, принимается в таблице 5 [7];

Общий расход газа определяется по формуле:

$$V = V_{пл} + V_{кот} \quad (4.5)$$

Теплопроизводительность газовой плиты:

$$q_{пл}^{пр} = 12,4 \text{ кВт} = 44,64 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}};$$

Теплопроизводительность газового котла:

$$q_{кот}^{пр} = 28,8 \text{ кВт} = 103,68 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}};$$

Расход газа равен:

$$V_{кот} = 1 \cdot 0,850 \cdot \frac{103,68}{35,76} = 2,46 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$V_{пл} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{44,64}{35,76} = 1,25 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$V = 1,25 + 2,46 = 3,71 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Таблица 4.1 – Расчетные расходы газа внутридомового газопровода

№ Участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности $K_{0n}(K_{0m})$	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	расчётный на участке
Расчёт основного направления 1-2-Ввод					
1-2	П-4	1	1,000	1,25	1,25
2-Ввод	Котел	1	0,850	2,46	3,71

4.4 Гидравлический расчет внутридомового газопровода

Задачей гидравлического расчета трубопроводов состоит в определении диаметров газопроводов. В результате данного расчета определяются расчетные и фактические диаметры на участках сети и гидравлическое сопротивление.

Методика гидравлического расчета представлена в пункте 3.21, [6], и представляет пункты:

1. Вычерчивается расчетная схема сети внутридомовых газопроводов. Нумеруются участки сети, определяются их длины и расчетные расходы газа на них.

2. Определяется основное направление от источника газа – узла присоединения трубопровода к жилому дому до самого удаленного газоиспользующего прибора.

3. Определяются суммарные расчетные расходы газа на каждом участке сети основного направления, начиная от самого удаленного газоиспользующего оборудования до узла присоединения газопровода.

4. Составляется расчетная таблица и заполняются колонки номеров участков, длин участков и расходы газов. Расходы газов берутся из пункта 9.2 данного проекта, таблица 9.1.

5. Определяются расчетные длины участков сети по формуле, м³/ч:

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right) \quad (4.6)$$

где α – процентная надбавка для учета местных сопротивлений, % [6]

L – длина участка газопровода, определяется по расчетной схеме.

6. Задаются необходимым конечным давлением, необходимым для полноценной работы газового оборудования, принимаем из технического паспорта котла и технических характеристик газовой плиты, установленных в доме.

7. Определяются средние удельные потери давления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P_{уд}}{\Sigma L_p} = \frac{P_n - P_k}{\Sigma L_p} \quad (4.7)$$

где $\Delta P_{уд}$ – согласно п. 3.25, [6], для внутридомовых газопроводов располагаемый перепад давления должен составлять не более 60 даПа, что равно 600 Па, следовательно примем $\Delta P_{уд} = 600$ Па.

P_n – необходимое начальное давление, определяется по формуле:

$$P_n = P_k + \Delta P_{уд} \quad (4.8)$$

8. По найденным расчетным расходам и удельными потерями давления, находим расчетный диаметр газопровода по формуле:

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (4.8)$$

где A , B , n , m – коэффициенты, определяемые по таблицам 6 и 7 [6], в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода. Значения коэффициентов представлены в таблицах 4.2 и 4.3.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

Таблица 4.2 — Коэффициент А

Категория сети	А
Сети низкого давления	$10^6 / (162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0 / (P_m 162\pi^2)$, $P_0 = 0,101325$ МПа, P_m - усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.

Таблица 4.3 – Коэффициент В, m и n.

Материал	В	m	n
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446$, ν - кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м ² /с.	1,75	4,75

9. Исходя из полученного значения расчетного диаметра газопровода (9.8), задаемся значением внутреннего диаметра газопровода по сортаменту стальных водогазопроводных труб ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные», [8], в котором указаны такие характеристики труб, как условный диаметр, наружный диаметр и толщина стенки. Толщину стенки примем обыкновенную. Сортамент стальных трубопроводов представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 Сортамент стальных водогазопроводных труб.

Условный проход	Наружный диаметр	Толщина стенки труб		
		легких	обыкновенных	усиленных
6	10,2	1,8	2,0	2,5
8	13,5	2,0	2,2	2,8
10	17,0	2,0	2,2	2,8
15	21,3	2,35	-	-
15	21,3	2,5	2,8	3,2
20	26,8	2,35	-	-
20	26,8	2,5	2,8	3,2
25	33,5	2,8	3,2	4,0
32	42,3	2,8	3,2	4,0

10. Определяется число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{Q_0}{9 \cdot \pi \cdot d\nu} = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d\nu} \quad (4.9)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при нормальных условиях;

d – принятый внутренний диаметр газопровода, пункт 9 данной методики;

11. Проверяем выполнение условия:

$$Re \cdot \frac{n}{d} < 23 \quad (4.10)$$

где Re – число Рейнольдса, определяемое по (4.9)

n – эквивалентная шероховатость поверхности внутренней стенки трубы, принимаемой равной 0,01 см, для новых стальных труб;

d – то же, что и в формуле (4.9);

12. В зависимости от выполнения условия (4.10) определяется коэффициент гидравлического трения λ :

— для ламинарного режима движения газа $Re \leq 2000$:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.11)$$

— для критического режима движения газа $Re = 2000 - 4000$:

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (4.12)$$

— при $Re > 4000$ – в зависимости от выполнения условия (4.10);

- для гидравлически гладкой стенки (неравенство 4.10) справедливо):
при $4000 < Re < 100000$ по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (4.13)$$

- при $Re > 100000$ по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (4.14)$$

— для шероховатых стенок (неравенство (4.10) несправедливо)
при $Re > 4000$ по формуле:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (4.15)$$

где n – то же, что и в (9.10);

13. Рассчитываются действительные потери давления на участке:

$$\Delta P_d = 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot L_p \quad (4.16)$$

14. Рассчитывается гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков:

$$H_\Gamma = z \cdot g \cdot (1,293 - \rho_0) \quad (4.17)$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

где z – разность абсолютных отметок начала и конца рассматриваемого участка газопровода;

$1,293$ и ρ_0 – соответственно плотность воздуха и расчетного газа при нормальных условиях ($1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ и $0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$);

g – ускорение свободного падения.

15. Определяем общие действительные потери давления на участках:

$$\Delta P_{\text{д общ}} \pm H_{\text{г}}, \text{ Па} \quad (4.18)$$

16. Общие действительные потери давления на участках сравниваются с $\Delta P_{\text{уд}}$ и не должны превышать это значение.

4.5 Гидравлический расчет основного направления внутридомовой сети

Произведем расчет основного направления внутридомового газопровода 1-2-Узел ввода.

Пример расчета

Участок 1-2. На участке установлена газовая плита Gorenije, присоединительное давление которой составляет 2000 Па. Фактическая длина участка составляет 2 метра, но так как данный участок включает в себя один горизонтальный отрезок длиной 1 метр и второй вертикальный отрезок длиной 1 метр, произведем расчет каждого отрезка отдельно.

По формуле (4.6) определим расчетную длину горизонтального и вертикального участка:

- для вертикального участка:

$$L_p = 1 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 5,5 \text{ м.}$$

- для горизонтального участка:

$$L_p = 1 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 5,5 \text{ м.}$$

По формуле (4.7) определим средние удельные потери давления:

Для данного расчета используем общую расчетную длину основного направления, 43,15 метра.

$$h_{\text{ср}} = \frac{600}{43,15} = 13,9 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Далее определим расчетный диаметр по формуле (4.8)

Расчетный расход газа на участке 1-2 равен $1,25 \text{ м}^3/\text{ч}$, см таб 4.1.

$$d_p = \sqrt[5]{\frac{626 \cdot 0,022 \cdot 0,73 \cdot 1,25^2}{13,9}} = 10 \text{ мм.}$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитываем гидростатическое давление для вертикальных участков:

$$H_{\Gamma} = 3,5 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 19,33 \text{ Па}$$

$$H_{\Gamma} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 2,76 \text{ Па}$$

$$H_{\Gamma} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 5,52 \text{ Па}$$

Для горизонтального участка гидростатическое давление равно 0.

Общие действительные потери давления на участках:

- для вертикального участка с движением газа «вверх»:

$$(\Delta P_{\text{д общ}} \pm H_{\Gamma}) = 79,8 - 19,33 = 60,5 \text{ Па}$$

- для вертикального участка с движением газа «вниз»:

$$(\Delta P_{\text{д общ}} \pm H_{\Gamma}) = 15,7 + 2,76 = 18,4 \text{ Па}$$

- для вертикального участка с движением газа «вверх»:

$$(\Delta P_{\text{д общ}} \pm H_{\Gamma}) = 31,37 - 5,52 = 25,9 \text{ Па}$$

- для горизонтального участка:

$$(\Delta P_{\text{д общ}} \pm H_{\Gamma}) = 56,47 \pm 0 = 56,47 \text{ Па}$$

На участке 2-ввод предусмотрено следующее оборудование:

- Электромагнитный клапан KV20, Ду 20, сопротивление 80 Па;
- Счетчик газовый СГБ-4,0ТК, Ду 20, сопротивление 135 Па;
- Фильтр газовый ФС-Ду 20, сопротивление 90 Па;
- Термозапорный клапан КТЗ Ду 20, сопротивление 70 Па;
- Кран шаровый Ду 20, сопротивление 5 Па.

Таким образом, суммарные потери давления на участке 2-ввод будут равны 541,3 Па, а суммарные потери давления на всем основном направлении будут равны 577,7 Па, что меньше $\Delta P_{\text{уд}}$, следовательно расчет и подбор диаметров с оборудованием верны. Остальной расчет приведен в таблице 4.2

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ Участка	Длина участка, L, м	a, %	Расчётная длина, L _p , м	Расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр, см	Принятый диаметр, мм	Внутренний диаметр д _{вн} , см	Re	Re·n/d < 23	λ	ΔP _д , Па	H _г , Па	(ΔP _д +H _г), Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Расчет основного направления внутридомовой сети низкого давления 1-2-Ввод													
P _к =2000 Па, P _н =2000+600=2600 Па													
Удельные потери давления, Па/м, на основном направлении ΔP _{уд} =(2600-2000)/43,15=13,9 Па/м													
1-2	1	450	5,5	1,25	1,0	21,3x2,8	1,57	2013	12,82	0,031485	12,92967	5,52	18,5
	1	450	5,5		1,0	21,3x2,8	1,57	2013	12,82	0,031485	12,92967	0,00	12,9
	Кран шаровый Ду 15, 5 Па												5,0
													ΣΔP _д =
2-УВ	3,5	300	14	3,71	1,6	26,8x2,8	2,12	4433	20,91	0,038775	79,86604	19,33	60,5
	1,8	450	9,9		1,6	26,8x2,8	2,12	4433	20,91	0,038775	56,4767	0,00	56,5
	0,5	450	2,75		1,6	26,8x2,8	2,12	4433	20,91	0,038775	15,68797	2,76	18,4
	1	450	5,5		1,6	26,8x2,8	2,12	4433	20,91	0,038775	31,37594	5,52	25,9
Местные потери давления на оборудовании:													161,3
Клапан электромагнитный KV201, Ду 20, 0,8мБар = 80 Па													80
Кран шаровый Ду 20, 5 Па													5
Клапан термозапорный КТЗ, Ду 20, 0,7мБар=70 Па													70
Фильтр газовый ФС-Ду20, 0,9 мБар = 90 Па													90
Счетчик газовый РСГ, Ду 20, 0,8 мБар= 80 Па													80
ΣL _p =43,15											ΣΔP _д =	577,7	
Расчет ответвления от основного направления 2-3													<600 Па
Удельные потери давления, Па/м, на ответвлении ΔP _{уд} = ΔP ₁₋₂ /L _p = 36,4/6,05 = 6,01 Па/м													
2-3	0,1	450	0,55	2,46	1,6	26,8x2,8	2,12	2943	13,88	0,03573	1,273841	0,00	1,3
	1	450	5,5		1,6	26,8x2,8	2,12	2943	13,88	0,03573	12,73841	5,52	18,3
Невязка: (36,4-19,5)/36,4 = 46%, > 10%												ΣΔP _д =	19,5

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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ КОТЕЛЬНОЙ

5.1 Конструирование газопроводов котельной

Газопровод от газораспределительной сети подводится к зданию котельной под землей на глубине не менее 1,5м от уровня земли. Так как газораспределительные сети выполнены из ПЭ труб, требуется установить переход «Полиэтилен-сталь». Стальная часть газопровода покрывают изоляцией.

На участке выхода газопровода из земли требуется установить футляр из стальной трубы, который будет защищать газопровод от механических воздействий и повреждений. На отметке не менее 1,5 м от уровня земли вверх устанавливается шаровой кран, отключающий подачу газа в жилой дом извне.

Согласно пункту 5.1.6*, [9], ввод газопровода в здание предусматривается напрямую в помещение, где расположено газоиспользующее оборудование. Следовательно, ввод газопровода осуществляется через стену в помещение котельной. В месте пересечения газопровода и наружной стены котельной устанавливается футляр, пространство между футляром и газопроводом заполнить просмоленной паклей. Диаметр футляра определяется расчетом, зазор между футляром и газопроводом Ду 32мм не менее 5мм.

Внутри котельной газопровод прокладывается по несгораемым стенам, открытым способом, на расстоянии 20 см от стены, с помощью фиксирующих кронштейнов для удобства осмотра, монтажа и обслуживания необходимой газовой арматуры. Внутрикотельные газопроводы прокладываются из стальных водогазопроводных труб ГОСТ Р 3262-75*. Соединения труб неразъемные, резьбовые.

5.2 Определение расчетных расходов газа внутрикотельной сети

Расчетный расход газа для сети газопроводов внутри котельной на участке 1-2 определяется по формуле (4.3)

Теплопроизводительность газового котла принимается из технического паспорта газового котла.

$$q_{\text{кот}}^{\text{пр}} = 48,6 \text{ кВт} = 174,96 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}};$$
$$V_{\text{кот}} = 1 \cdot 0,850 \cdot \frac{174,96}{35,76} = 4,16 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

Так как, в помещении котельной установлено три одинаковых котла, то расчетный расход на участке 2-3 определяется:

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\text{кот}} = 2 \cdot 0,850 \cdot \frac{174,96}{35,76} = 8,32 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

Расчетные расходы газа определены и занесены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 Расчетные расходы газа внутрикотельной сети

№ Участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности $K_{0n}(K_{0m})$	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	расчётный на участке
Основное направление 1-2-3-Ввод					
1-2	котел	1	0,850	4,16	4,16
2-3	котел	2	0,850	4,16	8,32
3- ВВОД	котел	3	0,850	4,16	12,48

5.3 Гидравлический расчет газопроводов котельной

Гидравлический расчет внутрикотельной сети выполняется по такой же методике, что и в пункте 4.3 данной работы «Гидравлический расчет внутридомового газопровода». Пользуясь этой методикой выполним аналогичный расчет для газопроводов котельной.

Расчетная схема внутрикотельной сети представлена

Произведем гидравлический расчет основнго направления внутрикотельной сети принимается: 1-2-3-Ввод.

Пример расчета

Участок 1-2. На участке установлен газовый котел Buderus Logano G234-50 WS, присоединительное давление которого составляет 2500 Па. Фактическая длина участка составляет 3,5 метра, но так как данный участок включает в себя один горизонтальный отрезок длиной 2,5 метра и второй вертикальный отрезок длиной 1 метр, произведем расчет каждого отрезка отдельно.

Расчетная схема сети газопроводов котельной представлена на рисунке 5.1

Схема внутрикотельного газопровода

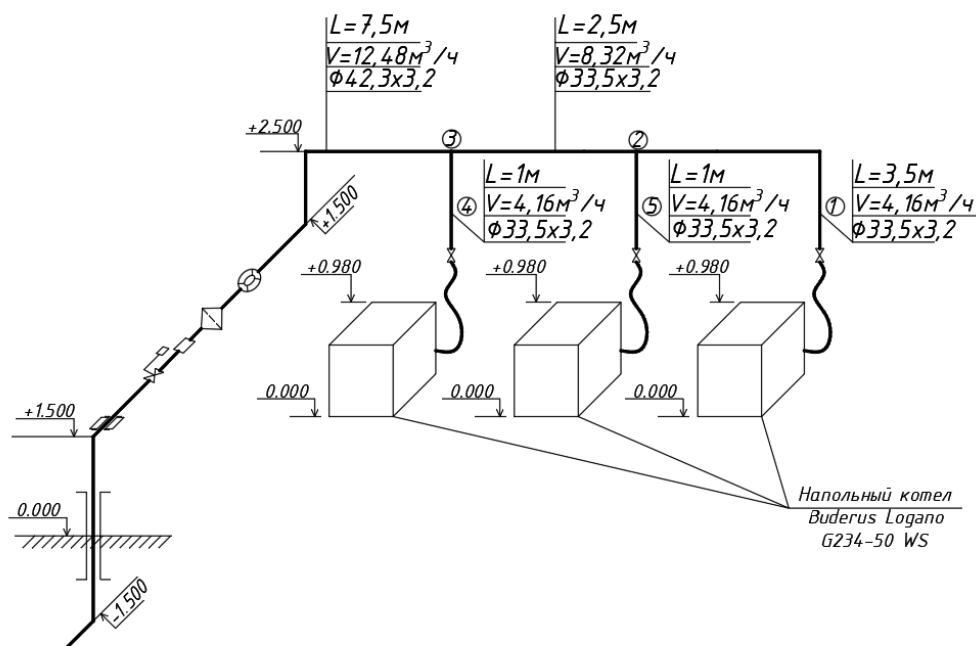


Рисунок 5.1 – Расчетная схема сети газопроводов котельной

По формуле (4.6) определим расчетную длину горизонтального и вертикального участка:

- для вертикального участка:

$$L_p = 1 \cdot \left(1 + \frac{450}{100} \right) = 5,5 \text{ м.}$$

- для горизонтального участка:

$$L_p = 2,5 \cdot \left(1 + \frac{400}{100} \right) = 12,5 \text{ м.}$$

По формуле (4.7) определим средние удельные потери давления:

Для данного расчета используем общую расчетную длину основного направления, 62 метра.

$$h_{cp} = \frac{600}{62} = 9,67 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Далее определим расчетный диаметр по формуле (4.8)

Расчетный расход газа на участке 1-2 равен 4,16 м³/ч, см таб 10.1.

$$d_p = \sqrt[5]{\frac{626 \cdot 0,022 \cdot 0,73 \cdot 4,16^2}{9,67}} = 18 \text{ мм}$$

Из сортамента стальных водогазопроводных труб подберем ближайший больший диаметр Ду 25, с наружным диаметром 33,5 мм и толщиной стенки 3,2 мм, таким образом, фактический внутренний диаметр будет равен 27,1 мм.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

Определим число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{4,16}{27,1 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 3885$$

Проверим выполнение условия (4.10):

$$3885 \cdot 0,01 / 27,1 = 14,34 < 23$$

Так как $Re = 3886$ лежит в диапазоне 2000 – 4000, коэффициент гидравлического трения определяется по формуле (4.12):

$$\lambda = 0,0025 \cdot 3885^{0,333} = 0,03919$$

По формуле (4.16) определяем действительные потери давления на горизонтальном участке:

$$\Delta P_{д} = 626,1 \cdot 0,03919 \cdot \frac{4,16^2}{27,1^5} \cdot 0,73 \cdot 12,5 = 26,49 \text{ Па}$$

По формуле (4.16) определяем действительные потери давления на вертикальном участке:

$$\Delta P_{д} = 626,1 \cdot 0,03919 \cdot \frac{4,16^2}{27,1^5} \cdot 0,73 \cdot 5,5 = 11,67 \text{ Па}$$

Рассчитываем гидростатическое давление для вертикального участка:

$$H_{г} = 1 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 5,52 \text{ Па}$$

Общие действительные потери давления на участках:

- для вертикального участка с движением газа «вниз»:

$$(\Delta P_{д \text{ общ}} \pm H_{г}) = 11,67 + 5,52 = 17,2 \text{ Па}$$

- для горизонтального участка:

$$(\Delta P_{д \text{ общ}} \pm H_{г}) = 26,49 + 0 = 26,5 \text{ Па}$$

На участке 1-2 предусмотрено отключающее устройство – 5 Па.

Таким образом суммарные потери давления:

$$\Delta P = 17,2 + 26,5 + 5 = 48,7 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке 1-2 менее $\Delta P_{уд}$, $48,7 < 600$ Па, следовательно проделанный расчет и подобранный диаметр верны.

Рассмотрим участок 2-3.

Расчетная длина участка определяется по формуле (4.6):

$$L_p = 2,5 \cdot \left(1 + \frac{400}{100}\right) = 12,5 \text{ м.}$$

Расчетный расход газа на участке 2-ввод равен $8,32 \text{ м}^3/\text{ч}$, см таб 10.1.

Определим расчетный диаметр по формуле (4.8)

$$d_p = \sqrt[5]{\frac{626 \cdot 0,022 \cdot 0,73 \cdot 8,32^2}{62}} = 24 \text{ мм}$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{8,32}{27,1 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 7769$$

Проверим выполнение условия (4.10):

$$7769 \cdot 0,01/27,1 = 28,68 > 23$$

Так как, условие (4.10) не выполняется, а $Re = 7769 > 4000$, то по формуле (4.15):

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{0,01}{27,1} + \frac{68}{7769} \right)^{0,25} = 0,0345$$

Определим действительные потери давления на участке:

Для вертикальных участков:

$$\Delta P_{д} = 626,1 \cdot 0,0345 \cdot \frac{8,32^2}{27,1^5} \cdot 0,73 \cdot 12,5 = 93,4 \text{ Па}$$

Общие действительные потери давления на участке 2-3:

$$(\Delta P_{д\text{общ}} \pm H_{г}) = 93,4 \pm 0 = 93,4 \text{ Па}$$

Гидравлический расчет газопроводов сети котельной сведен в таблицу 5.2

Таблица 5.2 Гидравлический расчет газопроводов котельной.

№ Участка	Длина участка, L, м	a, %	Расчётная длина, L _р , м	Расход газа, V, м ³ /ч	Расчётный диаметр, см	Принятый диаметр, мм	Внутренний диаметр, д _{вн} , см	Re	Re·n/d < 23	λ	ΔP _д , Па	H _г , Па	(ΔP _д ±H _г), Па	ΔP _д , на участке, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Расчет основного направления внутрикотельной сети низкого давления 1-2-3-Ввод														
P _к =2500 Па, P _н =2500+600=3100 Па														
Удельные потери давления, Па/м, на основном направлении dP _{уд} =(3100-2500)/62 = 9,67 Па/м														
1-2	2,5	400	12,5	4,16	1,8	33,5x3,2	2,71	3885	14,33	0,039192	26,49392	0,00	26,5	48,7
	1	450	5,5	4,16		33,5x3,2	2,71	3885	14,33	0,039192	11,65733	5,52	17,2	
Кран шаровый Ду 25														
2-3	2,5	400	12,5	8,32	2,4	33,5x3,2	2,71	7769	28,67	0,034538	93,39211	0,00	93,4	93,4
	3,5	300	14	12,48		42,3x3,2	3,59	8797	24,51	0,03329	55,60339	0,00	55,6	
3-ввод	1	450	5,5	12,48	2,8	42,3x3,2	3,59	8797	24,51	0,03329	21,84419	5,52	16,3	
	3	300	12	12,48		42,3x3,2	3,59	8797	24,51	0,03329	47,66005	16,57	31,1	
Местные потери давления на оборудовании:														
Клапан электромагнитный EVGNA Ду 32, 0,9мБар = 90 Па													90	423,0
Запорный кран VALLOMAX Ду 32, 5 Па													5	
Клапан термозапорный КТЗ Ду 32, 0,3 мБар = 30 Па													30	
Фильтр газовый ФГ Ду 32 , 0,55 мБар = 55 Па													55	
Счетчик газовый РСГ Ду 32 , 1,4 мБар = 140 Па													140	
ΣP _р = 62													ΣΔP _д = 565,1	
Расчет отвлечения от основного направления 2-5														
ΔP _{д1-2} = 48,7 Па ΔP _{уд} = 48,7/5,5 = 8,85 Па/м														
2-5	1	450	5,5	4,16	1,8	33,5x3,2	2,71	3885	14,33	0,039192	11,65733	5,52	17,2	22,2
	Кран шаровый Ду 25													
H=[(ΔP _{д1-2} -ΔP _{д2-5})/ΔP _{д1-2}]*100%; H=[(48,7-22,2)/48,7]*100% = 54% > 10%														
Расчет отвлечения от основного направления 3-4														
ΔP _{д1-2} +ΔP _{д2-3} = 48,7 + 93,4 = 150,1 Па ΔP _{уд} = 150,1/5,5 = 25,83 Па/м														
3-4	1	450	5,5	4,16	1,5	33,5x3,2	2,71	3885	14,33	0,039192	11,65733	5,52	17,2	22,2
	Кран шаровый Ду 25													
H=[((ΔP _{д1-2} +ΔP _{д2-3})-ΔP _{д3-4})/(ΔP _{д1-2} +ΔP _{д2-3})]*100%; H=[((48,7+93,4)-22,2)/(48,7+93,4)]*100% =87% > 10%														
Требуется установить дополнительное местное сопротивление на участке 3-4														

Лист

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

6.1 Конструирование газопровода низкого давления

Проектируемый газопровод низкого давления подключен к ГРПШ, который снижает давление со среднего до низкого.

Сеть низкого давления проектируется тупиковой, в виду малого количества потребителей в количестве 36 жилых домов. Основное направление газопровода ГРПШ-9-9'-8-7-6-5-4-3-2-1. Подключение потребителей осуществляется ответвлениями от основного направления, кроме 1-го потребителя. К газопроводу низкого давления подключаются жилые дома с таким газопотребляющим оборудованием, как, газовая плита Gorenije и газовый котел Fortuna 30F.

Проектируемый газопровод низкого давления прокладывается под землей, не пересекая подземные инженерные коммуникации. При пересечении газопроводом автомобильных дорог – требуется заключить в месте пересечения трубопровод в стальной футляр. Газопровод прокладывается траншейным способом, на глубине 1,5 метра.

Углы поворотов сети осуществляются с помощью отводов или упругим изгибом. Радиус упругого изгиба не должен быть менее 25 наружных диаметров газопровода. Отключающие устройства монтируются на выходе из земли у жилых домов на высоте не менее полутора метров от поверхности земли.

Выход из земли у жилых домов выполняется из стальных труб, так как внутридомовые сети должны выполняться из стальных водогазопроводных труб. Переход с полиэтиленовой трубы на стальную выполнен с помощью неразъемного соединения «ПЭ-Сталь». Стальную часть подземного газопровода требуется засыпать песком на всю глубину.

Расчетная схема сети низкого давления представлена на рисунке 6.1

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

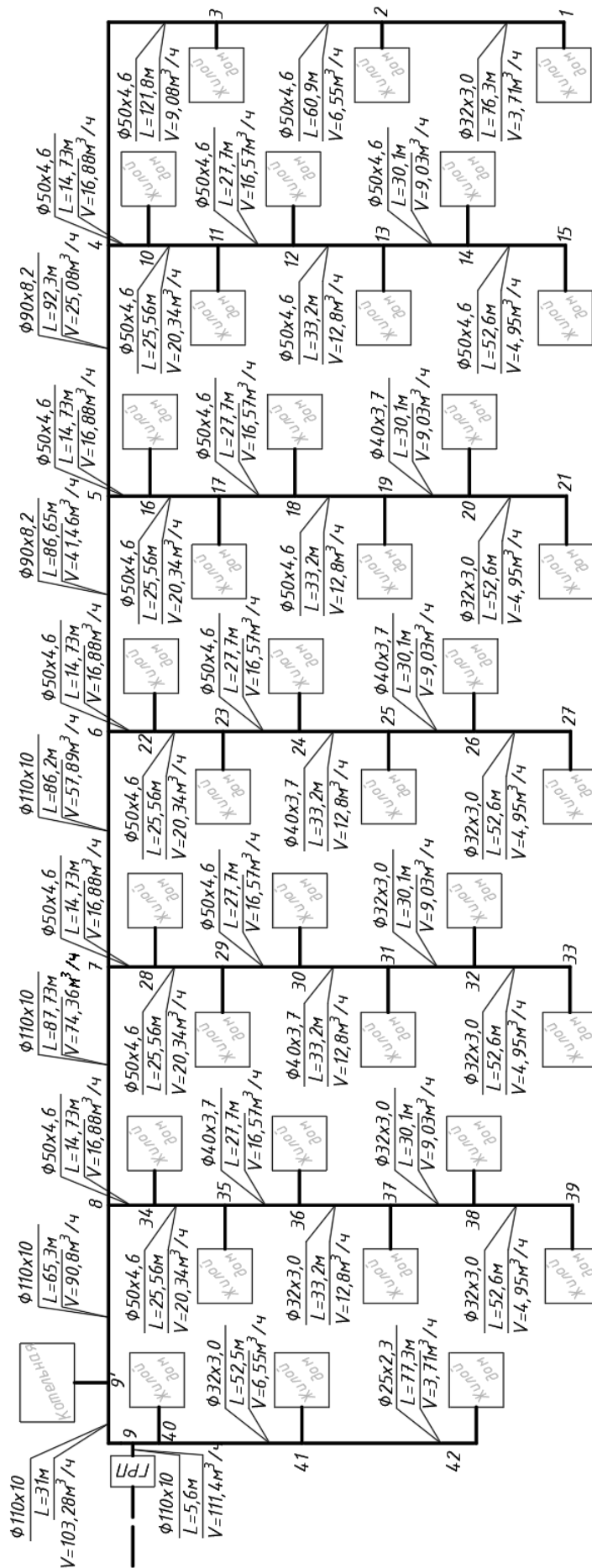


Рисунок 6.1 – Расчетная схема сети низкого давления

					Лист
08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

6.2 Определение расчетных расходов газа сети низкого давления

Пример расчета сети низкого давления

На участке 1-2 установлено газопотребляющее оборудование:

– газовый котел Fortuna 30F с теплопроизводительностью 103,68 МДж/ч

– газовая плита Gorenje с теплопроизводительностью 44,64 МДж/ч

Коэффициент одновременности для котла равен 0,850;

Коэффициент одновременности для газовой плиты равен 1;

Расчетный расход на участке 1-2 определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{кот}} = 1 \cdot 0,850 \cdot \frac{103,68}{35,76} = 2,46 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{\text{пл}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{44,64}{35,76} = 1,25 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{1-2} = 1,25 + 2,46 = 3,71 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

Коэффициент одновременности для котла равен 0,850;

Коэффициент одновременности для газовой плиты равен 0,650;

На участке 2-3 установлено 2 газовых котла и 2 газовых плиты, тогда:

Расчетный расход на участке 2-3 определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{кот}} = 2 \cdot 0,850 \cdot \frac{103,68}{35,76} = 4,93 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{\text{пл}} = 2 \cdot 0,650 \cdot \frac{44,64}{35,76} = 1,62 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{1-2} = 7,41 + 1,62 = 6,55 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

Коэффициент одновременности для котла равен 0,850;

Коэффициент одновременности для газовой плиты равен 0,450;

На участке 3-4 установлено 3 газовых котла и 3 газовых плиты, тогда:

Расчетный расход на участке 3-4 определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{кот}} = 3 \cdot 0,850 \cdot \frac{103,68}{35,76} = 7,39 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{\text{пл}} = 3 \cdot 0,450 \cdot \frac{44,64}{35,76} = 1,69 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{1-2} = 11,12 + 2,90 = 9,08 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

Последующий расчет аналогичен предыдущему, результаты сведены в таблицу 6.1

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1 – Расчетные расходы газа на участках

№ Участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности и $K_{0n}(K_{0m})$	Расход газа, м³/ч	
				по приборам	расчётный на участке
Расчёт основного направления 1-2-3-4-5-6-7-8-9-ГРПШ					
1-2	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	
2-3	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
3-4	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
4-5	П-4	9	0,258	2,90	25,08
	Котел	9	0,850	22,18	
5-6	П-4	15	0,240	4,49	41,46
	Котел	15	0,850	36,97	
6-7	П-4	21	0,234	6,13	57,89
	Котел	21	0,850	51,75	
7-8	П-4	27	0,232	7,82	74,36
	Котел	27	0,850	66,54	
8-9'	П-4	33	0,230	9,47	90,80
	Котел	33	0,850	81,33	
9'-9	Котел 2	3	0,850	12,48	103,28
9-ГРПШ	П-4	36	0,228	10,25	111,44
	Котел	36	0,850	88,72	
Расчёт отвлечения 4-10-11-12-13-14-15					
4-10	П-4	6	0,280	2,10	16,88
	Котел	6	0,850	14,79	
10-11	П-4	5	0,290	1,81	14,13
	Котел	5	0,850	12,32	
11-12	П-4	4	0,350	1,75	11,61
	Котел	4	0,850	9,86	
12-13	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
13-14	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
14-15	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	
Расчёт отвлечения 5-16-17-18-19-20-21					
5-16	П-4	6	0,280	2,10	16,88
	Котел	6	0,850	14,79	
16-17	П-4	5	0,290	1,81	14,13
	Котел	5	0,850	12,32	
17-18	П-4	4	0,350	1,75	11,61
	Котел	4	0,850	9,86	
18-19	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
19-20	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
20-21	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	

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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

Продолжение таблицы 6.1 — Расчетные расходы газа на участках

№ Участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности $K_{0n}(K_{0m})$	Расход газа, м³/ч	
				по приборам	расчётный на участке
Расчёт ответвления 6-22-23-24-25-26-27					
6-22	П-4	6	0,280	2,10	16,88
	Котел	6	0,850	14,79	
22-23	П-4	5	0,290	1,81	14,13
	Котел	5	0,850	12,32	
23-24	П-4	4	0,350	1,75	11,61
	Котел	4	0,850	9,86	
24-25	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
25-26	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
26-27	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	
Расчёт ответвления 7-28-29-30-31-32-33					
7-28	П-4	6	0,280	2,10	16,88
	Котел	6	0,850	14,79	
28-29	П-4	5	0,290	1,81	20,34
	Котел	5	0,850	12,32	
29-30	П-4	4	0,350	1,75	16,57
	Котел	4	0,850	9,86	
30-31	П-4	3	0,450	1,69	12,80
	Котел	3	0,850	7,39	
31-32	П-4	2	0,650	1,62	9,03
	Котел	2	0,850	4,93	
32-33	П-4	1	1,000	1,25	4,95
	Котел	1	0,850	2,46	
Расчёт ответвления 8-34-35-36-37-38-39					
8-34	П-4	6	0,280	2,10	16,88
	Котел	6	0,850	14,79	
34-35	П-4	5	0,290	1,81	14,13
	Котел	5	0,850	12,32	
35-36	П-4	4	0,350	1,75	11,61
	Котел	4	0,850	9,86	
36-37	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
37-38	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
38-39	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	

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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

Окончание таблицы 6.1 – Расчетные расходы газа на участках

№ Участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности $K_{0n}(K_{0m})$	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	расчётный на участке
Расчёт ответвления 4-10-11-12-13-14-15					
9-40	П-4	3	0,450	1,69	9,08
	Котел	3	0,850	7,39	
40-41	П-4	2	0,650	1,62	6,55
	Котел	2	0,850	4,93	
41-42	П-4	1	1,000	1,25	3,71
	Котел	1	0,850	2,46	

6.3 Гидравлический расчет сети низкого давления

Общая длина основного направления составляет 713 метра. Потери в распределительной сети низкого давления $\Delta P_{уд}$, согласно пункту 3.25, [6], принимаются не более 120 даПа, что равно 1200 Па. В данной работе примем максимальное значение 1200 Па. Необходимое минимальное давление у абонентов составляет 2580 Па. Данное давление является конечным, следовательно, начальное давление из ГРПШ принимается по формуле:

$$P_H = P_K + P_{пот} \quad (6.1)$$

$$P_H = 2580 + 1200 = 3780 \text{ Па}$$

Согласно пункту 3.27, [6], падение давления для распределительной сети низкого давления, Па, определяется по формуле:

$$\Delta P_d = P_H - P_K, \text{ Па} \quad (6.2)$$

$$\Delta P_d = 626,1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot L_p, \text{ Па} \quad (6.3)$$

Определяем расчетную длину по формуле (4.6):

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)$$

Процентная надбавка α для учета местных сопротивлений = 10%.

Определяем удельные потери давления, Па/м, по формуле (4.7)

$$h_{cp} = \frac{\Delta P_{уд}}{\Sigma L_p} = \frac{P_H - P_K}{\Sigma L_p}, \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Вычисляем расчетный диаметр по формуле (4.8):

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ мм}$$

Исходя из таблицы 9.2 и 9.3 данной работы, так как проектируемая сеть сконструирована из ПЭ труб, следует, что коэффициенты:

$$A = 626;$$

$$B = 0,0446;$$

$$n = 4,75;$$

$$m = 1,75;$$

Далее рассчитываем число Рейнольдса Re по формуле (9.9) и коэффициент гидравлического трения λ по формуле (9.11)

Заключительным этапом расчета участка является определение конечного давления на участке по формуле:

$$P_k = P_n - \Delta P_d \quad (6.4)$$

Выполним гидравлический расчет участка ГРПШ-9.

Согласно таблице 6.1, расход на участке ГРПШ-9 равен 111,4 м³/ч

Начальным давлением этого участка будет являться начальное давление из ГРПШ, $P_n = 3780$ Па.

По формуле (4.6) определим расчетную длину участка 1-2

$$L_p = 5,6 \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) = 6,2 \text{ м.}$$

Далее с помощью формулы (9.7) определим удельные потери давления:

$$h_{cp} = \frac{1200}{785} = 1,53 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Определим расчетный внутренний диаметр газопровода по (4.8):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 111,4^{1,75}}{1,53}} = 98 \text{ мм}$$

Из сортамента ПЭ диаметров, ГОСТ Р 50838-18, [11], подберем ближайший больший диаметр с величиной SDR 11.

Таблица 6.2 – Сортамент ПЭ труб, ГОСТ Р 50838-18

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм
20	2,3	15,4
25	2,3	20,4
32	3,0	26
40	3,7	32,6
50	4,6	40,8
63	5,8	51,4
75	6,8	61,4
90	8,2	73,6
110	10	90

Принимаем условный диаметр Ду 110 мм с толщиной стенки 10,0 мм, таким образом фактический внутренний диаметр будет равен 90,0 мм.

По формуле (4.9) определяем число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \frac{111,4}{90,0 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 31333$$

Проверим выполнение условия (4.10):

$$31333 \cdot 0,0007 / 9,0 = 2,24 < 23$$

Где 0,0007 – 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;

Так условие (9.10) выполняется, и значение Re в диапазоне 4000 – 100000, коэффициент гидравлического трения λ рассчитывается по формуле (4.13):

$$\lambda = \frac{0,3164}{31333^{0,25}} = 0,0238$$

Определим конечное давление на участке ГРПШ-9 по формуле (6.3) и (6.4):

$$\Delta P_d = 626,1 \cdot 0,0238 \cdot \frac{111,4^2}{9,0^5} \cdot 0,73 \cdot 6,2 = 14 \text{ Па}$$

$$P_k = 3780 - 14 = 3766 \text{ Па}$$

Таким образом, конечное давление в 3766 Па будет являться начальным давлением для следующего участка, по ходу направления, $P_{н 9-9'} = 3766 \text{ Па}$.

Рассмотрим участок 9-9'.

Согласно таблице 6.1, расход на участке 9-9' равен 103,28 м³/ч

Начальным давлением этого участка будет являться конечное давление на участке ГРПШ-9 $P_k = 3766 \text{ Па}$.

По формуле (4.6) определим расчетную длину участка 9-9':

$$L_p = 31 \cdot \left(1 + \frac{10}{100} \right) = 34,1 \text{ м.}$$

Далее с помощью формулы (4.7) определим удельные потери давления:

$$h_{cp} = \frac{1200}{785} = 1,53 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Определим расчетный внутренний диаметр газопровода по (4.8):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 103,28^{1,75}}{1,53}} = 95 \text{ мм}$$

Принимаем условный диаметр Ду 110 мм с толщиной стенки 10,0 мм, таким образом фактический внутренний диаметр будет равен 9,0 мм.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР					

По формуле (4.9) определяем число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{103,28}{9 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 29050$$

Проверим выполнение условия (9.10):

$$29050 \cdot 0,0007/9 = 2,14 < 23$$

Так условие (4.10) выполняется, и значение Re в диапазоне 4000 – 100000, коэффициент гидравлического трения λ рассчитывается по формуле (4.13):

$$\lambda = \frac{0,3164}{29050^{0,25}} = 0,0242$$

Определим конечное давление на участке 9-9' по формуле (6.3) и (6.4):

$$\Delta P_{\text{д}} = 626,1 \cdot 0,0242 \cdot \frac{103,28^2}{9,0^5} \cdot 0,73 \cdot 34,1 = 68 \text{ Па}$$

$$P_{\text{к}} = 3766 - 68 = 3698 \text{ Па}$$

Таким образом, потери давления на основном направлении $P_{\text{пот}} = 1182 \text{ Па}$, что меньше $\Delta P_{\text{уд}} = 1200$, следовательно расчет выполнен правильно и потери давления лежат в допустимом пределе.

Рассмотрим ответвление от основного направления уч 4-10-11-12-13-14-15

Выполним гидравлический расчет участка 4-10 и вычислим невязку между основным направлением и ответвлением от основного направления.

Рассмотрим участок 4-10.

Согласно таблице 6.1, расход на участке 4-10 равен 16,88 м³/ч

Начальным давлением этого участка будет являться конечное давление на участке 5-4 $P_{\text{к}} = 2977 \text{ Па}$.

По формуле (4.6) определим расчетную длину участка 4-10:

$$L_{\text{р}} = 14,73 \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) = 16,2 \text{ м.}$$

Далее с помощью формулы (4.7) определим удельные потери давления:

$$h_{\text{ср}} = \frac{2977 - 2580}{202} = 1,96 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Определим расчетный внутренний диаметр газопровода по (4.8):

$$d_{\text{р}} = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 16,88^{1,75}}{1,96}} = 46 \text{ мм}$$

Принимаем условный диаметр $D_{\text{у}} 50 \text{ мм}$ с толщиной стенки 4,6 мм, таким образом фактический внутренний диаметр будет равен 40,8 мм.

По формуле (4.9) определяем число Рейнольдса:

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{16,88}{40,8 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 10473$$

Проверим выполнение условия (4.10):

$$10473 \cdot 0,0007 / 40,8 = 1,8 < 23$$

Так условие (4.10) выполняется, и Re находится в диапазоне 4000 – 100000, коэффициент гидравлического трения λ рассчитывается по формуле (4.13):

$$\lambda = \frac{0,3164}{10473^{0,25}} = 0,0313$$

Определим конечное давление на участке 4-10 по формуле (6.3) и (6.4):

$$\Delta P_d = 626,1 \cdot 0,0313 \cdot \frac{16,88^2}{40,8^5} \cdot 0,73 \cdot 16,2 = 58 \text{ Па}$$

$$P_k = 2977 - 58 = 2918 \text{ Па}$$

Вычислим невязку по формуле (6.5):

$$H = \frac{P_{н.уч\ 4-10} - P_{к.уч\ 4-10}}{P_{н.уч\ 4-10}} \cdot 100\% \quad (6.5)$$

$$H = \frac{2977 - 2918}{2977} \cdot 100\% = 2\%$$

Таким образом, невязка $H = 2\%$, что меньше 10% допустимых, на данном участке не требуется установка дополнительного местного сопротивления.

Гидравлический расчет занесен в таблицу 6.3 «Гидравлический расчет сети низкого давления»

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ Участка	Длина участка, L, м	Расчётная длина, Lp, м	Расход газа, V, м³/ч	Расчетный диаметр, см	Принятый диаметр, см	Внутренний диаметр двн., см	Re	Re·n/d < 23	λ	ΔРд, Па	Давления на участках, Па	
											Рн	Рк
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Расчет основного направления сети низкого давления ГРПШ-9-9'-8-7-6-5-4-3-2-1												
Rкон = 2580; Rнач = 2580+1200 = 3780; ΔРуд = (3780-2580)/(785) = 1,53 Па/м												
ГРПШ-9	5,6	6,2	111,4	9,8	110x10,0	9	31333	2,24	0,0238	14	3780	3766
9-9'	31	34,1	103,28	9,5	110x10,0	9	29050	2,14	0,0242	68	3766	3698
9'-8	65,3	71,8	90,8	9,1	110x10,0	9	25539	1,97	0,0250	115	3698	3583
8-7	87,73	96,5	74,36	8,4	110x10,0	7,36	25576	2,12	0,0250	282	3583	3301
7-6	86,2	94,8	57,89	7,7	110x10,0	7,36	19911	1,81	0,0266	179	3301	3121
6-5	86,65	95,3	41,46	6,8	90x8,2	7,36	14260	1,47	0,0290	100	3121	3021
5-4	92,3	101,5	25,08	5,7	90x8,2	7,36	8626	0,82	0,0328	44	3021	2977
4-3	121,8	134,0	9,08	3,9	50x4,6	4,08	5634	0,97	0,0365	163	2977	2814
3-2	60,9	67,0	6,55	3,45	50x4,6	4,08	4064	0,70	0,0396	46	2814	2768
2-1	76,3	83,9	3,71	2,7964	32x3,0	2,6	3612	0,97	0,0383	170	2768	2598
Σlp=		785									2598	>2580
Расчет ответвления от основного направления 4-10-11-12-13-14-15												
Rкон = 2580; Rнач = Рк (5-4 уч) = 2977; ΔРуд = (2977-2580)/(202) = 1,96 Па/м												
4-10	14,73	16,2	16,88	4,6	50x4,6	4,08	10473	1,80	0,0313	58	2977	2918
10-11	25,56	28,1	14,13	4,3	50x4,6	4,08	8767	1,50	0,0327	74	2918	2844
11-12	27,7	30,5	11,61	4,0	50x4,6	4,08	7203	1,24	0,0343	57	2844	2787
12-13	33,2	36,5	9,08	3,69	50x4,6	4,08	5634	0,97	0,0365	44	2787	2743
13-14	30,1	33,1	6,55	3,3	50x4,6	4,08	4064	0,87	0,0396	23	2743	2720
14-15	52,6	57,9	3,71	2,7	50x4,6	4,08	2302	0,61	0,0457	15	2720	2705
Σlp=		202									2705	>2580
H=(2977-2918)/2977*100% = 2% < 10%												
Расчет ответвления от основного направления 5-16-17-18-19-20-21												
Rкон = 2580; Rнач = Рк (6-5 уч) = 3021; ΔРуд = (3021-2580)/(202) = 2,18 Па/м												
5-16	14,73	16,2	16,88	4,5	50x4,6	4,08	10473	1,80	0,0313	58	3021	2963
16-17	25,56	28,1	14,13	4,2	50x4,6	4,08	8767	1,50	0,0327	74	2963	2888
17-18	27,7	30,5	11,61	4,0	50x4,6	4,08	7203	1,24	0,0343	57	2888	2831
18-19	33,2	36,5	9,08	3,6	50x4,6	4,08	5634	0,97	0,0365	44	2831	2787
19-20	30,1	33,1	6,55	3,2	40x3,7	3,26	5086	1,11	0,0375	66	2787	2721
20-21	52,6	57,9	3,71	2,6	32x3,0	2,6	3612	0,97	0,0408	125	2721	2596
Σlp=		202									2596	>2580
H=(3021-2963)/3021*100% = 2% < 10%												
Расчет ответвления от основного направления 6-22-23-24-25-26												
Rкон = 2580; Rнач = Рк (7-6 уч) = 3121; ΔРуд = (3121-2580)/(202) = 2,67 Па/м												
6-22	14,73	16,2	16,88	4,3	50x4,6	4,08	10473	1,80	0,0313	58	3121	3063
22-23	25,56	28,1	14,13	4,1	50x4,6	4,08	8767	1,50	0,0327	74	3063	2989
23-24	27,7	30,5	11,61	3,78	50x4,6	4,08	7203	1,24	0,0343	57	2989	2932
24-25	33,2	36,5	9,08	3,5	40x3,7	3,26	7051	1,51	0,0345	129	2932	2803
25-26	30,1	33,1	6,55	3,06	40x3,7	3,26	5086	1,16	0,0375	66	2803	2737
26-27	52,6	57,9	3,71	2,49	32x3,0	2,6	3612	1,02	0,0408	125	2737	2612
Σlp=		202									2612	>2580
H=(3121-3063)/3121*100% = 2% < 10%												

Окончание таблицы 6.3 — Гидравлический расчет сети низкого давления

№ Участка	Длина участка, L, м	Расчётная длина, Lp, м	Расход газа, V, м³/ч	Расчетный диаметр, см	Принятый диаметр, см	Внутренний диаметр двн., см	Re	Re·n/d < 23	λ	ΔPд, Па	Давления на участках, Па	
											Pн	Pк
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Расчет ответвления от основного направления 7-28-29-30-31-32-33												
Rкон = 2580; Pнач = Pк (8-7 уч) = 3301; ΔPуд = (3301-2580)/(202) = 3,56 Па/м												
7-28	14,73	16,2	16,88	4,1	50x4,6	4,08	10473	1,80	0,0313	58	3301	3242
28-29	25,56	28,1	14,13	3,8	50x4,6	4,08	8767	1,50	0,0327	74	3242	3168
29-30	27,7	30,5	11,61	3,56	50x4,6	4,08	7203	1,24	0,0343	57	3168	3111
30-31	33,2	36,5	9,08	3,3	40x3,7	3,26	7051	1,51	0,0345	129	3111	2982
31-32	30,1	33,1	6,55	2,89	32x3,0	2,6	6377	1,55	0,0354	193	2982	2788
32-33	52,6	57,9	3,71	2,34	32x3,0	2,6	3612	1,08	0,0383	117	2788	2671
Σlp=		202									2671	>2580
H=(3301-3242)/3301*100% = 2% < 10%												
Расчет ответвления от основного направления 8-34-35-36-37-38-39												
Rкон = 2580; Pнач = Pк (9'-8 уч) = 3583; ΔPуд = (3583-2580)/(202) = 4,95 Па/м												
8-34	14,73	16,2	16,88	3,8	50x4,6	4,08	10473	1,80	0,0313	58	3583	3525
34-35	25,56	28,1	14,13	3,6	50x4,6	4,08	8767	1,50	0,0327	74	3525	3450
35-36	27,7	30,5	11,61	3,3	40x3,7	3,26	9015	1,94	0,0325	166	3450	3285
36-37	33,2	36,5	9,08	3,0	32x3,0	2,6	8841	2,38	0,0326	378	3285	2907
37-38	30,1	33,1	6,55	2,7	32x3,0	2,6	6377	1,66	0,0354	193	2907	2714
38-39	52,6	57,9	3,71	2,2	32x3,0	2,6	3612	1,16	0,0383	117	2714	2596
Σlp=		202									2596	>2580
H=(3583-3525)/3583*100% = 2% < 10%												
Расчет ответвления от основного направления 9-40-41-42												
Rкон = 2580; Pнач = Pк (ГРПШ-9 уч) = 3766; ΔPуд = (3766-2580)/(153) = 7,73 Па/м												
9-40	9,6	10,6	9,08	2,8	32x3,0	2,6	8841	2,38	0,0326	109	3766	3657
40-41	52,5	57,8	6,55	2,5	32x3,0	2,6	6377	1,72	0,0354	337	3657	3319
41-42	77,3	85,0	3,71	2,0	25x2,3	2,04	4604	1,58	0,0384	581	3319	2738
Σlp=		153									2738	>2580
H=(3766-3657)/3766*100% = 2% < 10%												
Расчет ответвления от основного направления 9'-Котельная												
Rкон = 2580; Pнач = Pк (9-9' уч) = 3698; ΔPуд = (3698-2580)/(153) = 40,6 Па/м												
9'-Кот	25	27,5	12,48	2,2	32x3,0	2,6	12151	3,27	0,0301	496	3698	3201
Σlp=		28									3201	>2580
H=(3698-3201)/3698*100% = 13% > 10%												

Схема проектируемого газопровода среднего давления представлена на рисунке 7.1

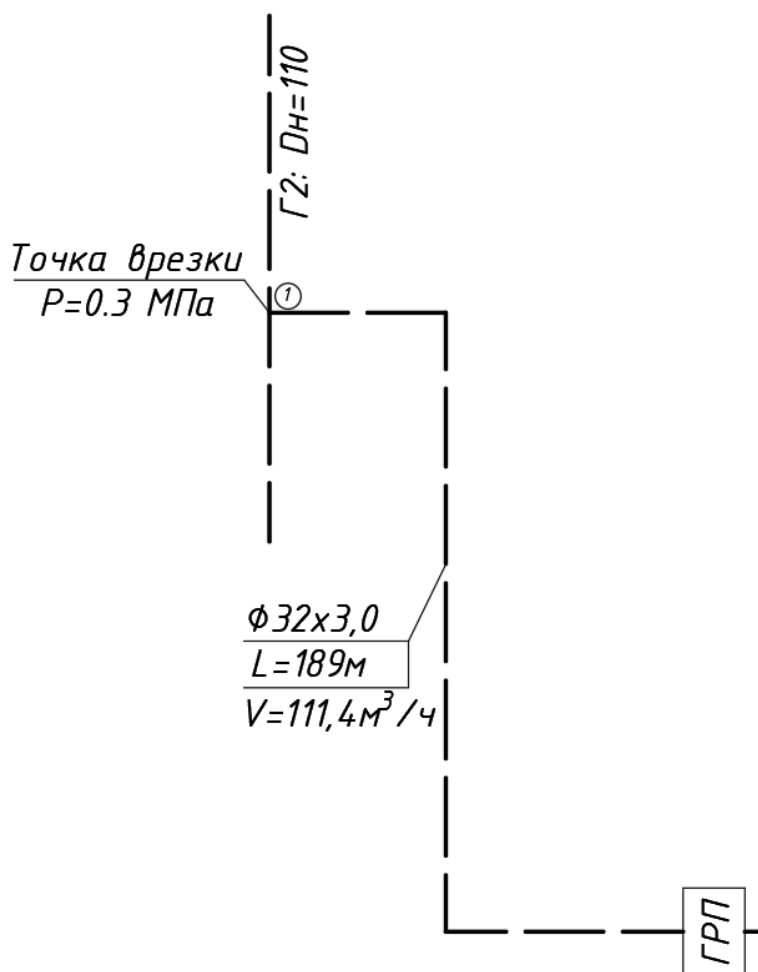


Рисунок 7.1 — Расчетная схема газопровода среднего давления

7.2 Определение расходов газа среднего давления

Расход газа среднего давления на участке 1-ГРПШ складывается из расхода в сети низкого давления для поселка Амур и отдельностоящей котельной на нужды отопления и ГВС общественных зданий.

Из таблицы 6.3 данной работы принимаем расход, потребляемый газорегуляторным пунктом:

$$V_{\text{грп}} = 111,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

7.3 Гидравлический расчет сети среднего давления

Задачей данного расчета является определение диаметров газопроводов с целью обеспечения всех потребителей газом. В результате расчета определяются диаметры газопроводов и гидравлическое сопротивление сети.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Вычерчивается расчетная схема сети газопроводов. Нумеруются участки сети. После подбора диаметров их так же вписывают на схему.

2. Намечаются основное направление от источника газа до самого удалённого потребителя.

3. Определяются суммированием расчетные расходы газа на каждом участке сети основного направления, начиная от концов тупиков по направлению к источнику газа.

4. Составляется расчетная таблица и заполняются колонки 1-4. Длины участков L берутся из расчетной схемы. Расчетные длины L_p определяются по формуле $L_p = 1,1 \cdot L$, м, и суммируются по основному направлению.

5. Задаются необходимым максимальным начальным давлением, для

сетей среднего давления $P_n = 0,3$ МПа, а также необходимым минимальным конечным давлением у потребителей, для сетей низкого давления $P_k = 0,105$ МПа.

6. Находится значение допустимых (располагаемых) потерь давления для основного направления, $\Delta P_{уд}$, Па, предполагается, что располагаемый перепад давления затрачивается равномерно по всему основному направлению:

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_n - P_k}{\sum L_p} \quad (7.1)$$

7. По найденному ранее расчетному расходу газа на участках и средним допустимым удельным потерям давления, по формуле d_p находим расчетный диаметр газопровода:

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (7.2);$$

где A , B , n , m – коэффициенты из таблиц для соответствующих материалов и типа давления распределительных газопроводов, представленные в таблице 4.2 и 4.3 соответственно.

Таблица 7.2 Коэффициент A .

Категория сети	A
Сети низкого давления	$10^6 / (162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0 / (P_m 162\pi^2)$, $P_0 = 0,101325$ МПа, P_m - усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.

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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

Таблица 7.3 — Коэффициент В, м и п.

Материал	B	m	n
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9 \cdot 10^{-6})^{0,25} = 0,0446$, ν - кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м ² /с.	1,75	4,75

8. Внутренний диаметр определяем по сортаменту ПЭ труб Таблица 7.4
Таблица 4.4 Сортамент ПЭ труб для величины SDR=11

Диаметр труб d,(мм)	Толщина стенки e,(мм)	Вес 1 п.м.(кг)
SDR-11		
20	2,3	0,13
25	2,3	0,17
32	3,0	0,28
40	3,7	0,43
50	4,6	0,66
63	5,8	1,05
75	6,8	1,46
90	8,2	2,12
110	10,0	3,14
125	11,4	4,08
140	12,7	5,08
160	14,6	6,67
180	16,4	8,43
200	18,2	10,40
225	20,5	13,20
250	22,7	16,20
280	25,4	20,30
315	28,6	25,70
355	32,2	32,6
400	36,3	41,4
450	40,9	52,4
500	45,4	64,7

9. Определяем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{Q_0}{9 \cdot \pi \cdot d \cdot \nu} = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d \cdot \nu} \quad (7.3)$$

10. Проверяем выполнения условия $Re \cdot n/d_{вн} < 23$ (7.4)

11. Определяем λ . В зависимости от коэффициента гидравлического трения λ определяется :

- для ламинарного режима движения $Re \leq 2000$:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (7.5)$$

- для критического режима движения газа $Re = 2000-4000$:

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (7.6)$$

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{111,4}{2,6 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 108330$$

Проверим выполнение условия (7.4):

$$108330 \cdot 0,0007/2,6 = 29,2 > 23$$

Определим коэффициент гидравлического трения по формуле (7.9)_

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,0007}{2,6} + \frac{68}{108330} \right)^{0,25} = 0,017$$

Далее определим действительное конечное давление по формуле (7.10)

$$P_k = \sqrt{0,3^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,017 \frac{111,4^2}{2,6^5} \cdot 0,73 \cdot 197} = 0,238 \text{ МПа}$$

Расчет сведен в таблицу 7.2

Таблица 7.2 – Гидравлический расчет сети среднего давления

№ Участка	Длина участка, L, м	Расчётная длина, Lp, м	Расход газа, V, м³/ч	Расчетный диаметр, см	Принятый диаметр, см	Внутренний диаметр фвн, см	Re	Re·n/d < 23	λ	Давление на участках, МПа	
										Pн	Pк
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Расчет основного направления сети среднего давления 1-ГРПШ											
P _{нач} = 0,2; P _{кон} = 0,105; ΔP _{уд} = (0,3-0,005)/(197) = 0,001 МПа/м											
1-ГРПШ	179	197	111,4	1,99	32x3.0	2,6	108462	29,20	0,017	0,300	0,238
										0,238 > 0,105	

8 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРПШ

Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) - это комплекс, который состоит из технологического оборудования и механизмов для регулирования давления газа. Основной целью газорегуляторного пункта является снижение входного давления природного вещества и поддержание заданного уровня на выходе, независимо от изменения расхода. Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) необходимы для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети.

8.1 Требования к ГРП

В соответствии с указаниями [5] ГРП следует размещать:

- Отдельно стоящим;
- Пристроенным к газифицируемому производственному зданию, котельной и общественному зданию с помещениями производственного назначения;
- Встроенным в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме только помещений, расположенных в цокольных и подвальных этажах);
- Отдельно стоящие здания ГРП должны быть одноэтажными, бесподвальными, не ниже II степени огнестойкости и класса С0 по пожарной опасности.

Так же, размещение отдельно стоящих ГРП в населенных пунктах, должно быть не менее расстояний, указанных в таблице 5 [8].

Двери в газорегуляторных пунктах должны быть открывающимися наружу и выполнены из противопожарных материалов.

ГРПШ располагают отдельно стоящими на опорах из негорючих материалов. Допускается устанавливать ГРПШ на наружных стенах зданий, для газоснабжения которых они предназначены.

Монтаж ГРПШ на наружных стенах зданий, где используются газовое отопление, не рекомендуется.

Согласно пункту 6.3.2*, [8], ГРПШ с входным давлением до 0,3 МПа допускается монтировать:

- на наружных стенах газифицируемых общественных, административных, бытовых, а также жилых зданий, независимо от степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности. Расход природного газа не должен превышать 50 м³ /ч;
- на наружных стенах газифицируемых жилых, общественных,

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

административных и бытовых зданий не ниже степени огнестойкости III и не ниже класса конструктивной пожарной опасности С1. Расход газа не должен превышать 400 м³ /ч.

8.1 Подбор регуляторов давления

Подбор регуляторов давления сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск максимального количества регулируемой среды. Основные технические характеристики оборудования ГРПШ принимаются из паспортов и каталогов на оборудование. Если табличные данные не совпадают с расчетными, то производится перерасчет параметров работы регулятора давления с табличных значений на реальные условия определяют:

1. при другой плотности газа:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T}{\sqrt{\rho}} \quad (8.1)$$

2. при скорости истечения газа через седло, меньшей критической ($p_2/p_1 \geq 0,5$) и другой плотности газа $\rho \neq \rho_T$:

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot \rho \cdot p_{2T}}} \quad (8.2)$$

а для $\rho = \rho_T = 0,73$ кг/м³:

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot p_{2T}}} \quad (8.3)$$

3. при критической скорости истечения газа через седло ($p_2/p_1 < 0,5$) и $\rho \neq \rho_T$:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T \cdot p_1}{p_{1T} \cdot \sqrt{\rho}} \quad (8.4)$$

а для $\rho = \rho_T = 0,73$ кг/м³:

$$V = \frac{V_T \cdot p_1}{p_{1T}} \quad (8.5)$$

где V и V_T – пропускная способность регулятора давления, $\frac{м^3}{ч}$;

ρ и ρ_T – плотность газа при нормальных условиях, $\frac{кг}{м^3}$;

Δp и Δp_T – перепад давления в регуляторе, МПа;

p_1 и p_{1T} – абсолютное входное давление газа, МПа;

p_2 и p_{2T} – абсолютное выходное давление газа, МПа;

Нормальная работа регулятора давления обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{MAX} не более 80%, а

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

минимальная V_{MIN} не менее 10 % от расчётной пропускной способности V_P при заданном входном и выходном давлениях:

$$0,1V \leq V_P \leq 0,8V \quad (8.6)$$

Исходные данные для подбора регулятора давления:

$$\rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$V_P = 111,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$p_{1\text{абс}} = 0,238 \text{ МПа}; p_{1\text{изб}} = 0,138 \text{ МПа}$$

$$p_{2\text{изб}} = 3,780 \text{ кПа}; p_{2\text{абс}} = 0,10378 \text{ МПа};$$

Подбор регулятора давления:

К установке принимается регулятор давления РДК-500 с $D_n=50$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T=300 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$; при входном давлении $p_{1T} = 0,3$ МПа

Таблица 8.1 – Технические характеристики РДК-500

Рабочая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +40
Условный проход D_y	50
Диапазон входных давлений, МПа	0,025–0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,0–5,0
Стабильность поддержания выходного давления, %, не более	±10
Давление настройки клапана-отсекателя, кПа: при повышении выходного давления при понижении выходного давления	2,5–7,5 1–4,5
Присоединение	фланцевое по ГОСТ 12820-80
Строительная длина, мм, не более	190
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	250 280 480
Масса, кг, не более	12

Таблица 8.1 – Зависимость пропускной способности регулятора давления РДК- 500 от входного давления

Рвх,МПа	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Q	115	165	230	300	365	430	500

Для $p_2/p_1 = 0,10258/0,238 = 0,43 < 0,5$ и для $\rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ находим расход по формуле (8.5):

$$V = \frac{0,855 \cdot 365 \cdot 0,238}{0,4 \cdot \sqrt{0,73}} = 178,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР			

Из условия (8.6) : $17,86 < 111,4 < 142,9$ делаем вывод, что регулятор давления сможет работать в нормальном режиме и обеспечивать снижение давление до расчетного. К Установке принимаем регулятор давления РДК 500 с диаметром $D_n = 50$ мм.

8.2 Подбор фильтров

Фильтр обеспечивает требуемую степень очистки газа от механических примесей при ограниченных скоростях потока. При этом обеспечивается определённая пропускная способность фильтра, по которой подбирается фильтр.

Если перепад давлений отличается от табличного значения, то пропускную способность определяют по формуле:

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_1}{\Delta p_T \cdot p_{T1}}} \quad (8.7)$$

К установке принимается фильтр ФГ-25, для которого $V_T = 175$ м³/ч при входном давлении $p_1 = 0,3$ МПа

$$V = 0,855 \cdot 175 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,238}{0,005 \cdot 0,3 \cdot 0,73}} = 135,08 > V_p = 111,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Наименование параметра, размера	Значение для исполнения фильтра			
	ФС-25 (ФГ-25)	ФС-32 (ФГ-32)	ФС-40 (ФГ-40)	ФС-50 (ФГ-50)
Условный проход, Ду, мм	25	32	40	50
Рабочее давление, МПа, не более	1.2			
фильтрующий элемент - нержавеющая сетка с ячейкой 0.08 мм				
Пропускная способность, м3/ч при входном давлении, кгс/см2				
1.0	130	190	300	430
2.0	175	280	370	530
3.0	205	370	430	610
6.0	270	490	570	800
12.0	370	700	750	2000
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5			

Рисунок 8.1 – Технические характеристики фильтра ФГ-25

8.3 Выбор предохранительно-запорного клапана

Предохранительно-запорный клапан требуется для отключения подачи газа при предельно высоком или при предельно низком давлении. Подбор ПЗК выполняется исходя из подбора регулятора давления. Так как диаметр

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

9.1 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания

При сжигании газообразного сухого топлива расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, газа производится на основании процентного состава компонентов газовой смеси, приведенных в таблице 2.1.

Теоретический объем воздуха, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле:

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot \left(0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + \Sigma \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right) \quad (9.1)$$
$$V_B^0 = 0,0476 \cdot \left(\left(1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 97,64 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 1,32 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,01 - 0 \right) =$$
$$= 9,517 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива:

1) объем азота, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100} \quad (9.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,518 + 0,8 \cdot \frac{0,73}{100} = 7,525 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

2) объем трехатомных газов, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле:

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m \cdot C_m H_n) \quad (9.3)$$

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (0,3 + 97,64 + 2 \cdot 1,32 + 3 \cdot 0,01) = 1,006 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

3) объем водяных паров, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left(H_2S + H_2 + \Sigma \frac{n}{2} \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,161 \cdot V_B^0 \quad (9.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left(\frac{4}{2} \cdot 97,64 + \frac{6}{2} \cdot 1,32 + \frac{8}{2} \cdot 0,01 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,161 \cdot 9,517$$
$$= 2,157 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

4) тогда теоретический объем дымовых газов равен:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0; \quad (9.5)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 7,525 + 1,006 + 2,157 = 10,69 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

9.3 Определение коэффициента избытка воздуха в характерных сечениях газового тракта

Коэффициент избытка воздуха α должен обеспечить полное сгорание топлива, он выбирается в зависимости от типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива, значения приведены в [10, табл. 3.1]

Для котлов, сжигающих газовое топливо $\alpha = 1,05$.

9.4 Расчет действительных объемов продуктов сгорания

Действительный объем дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (9.6)$$

Действительный объем воздуха на горение:

$$V_{\text{B}}^{\text{Д}} = V_{\text{B}}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (9.7)$$

Действительный объем водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Д}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (9.8)$$

Пример расчета:

По формуле (9.6) рассчитаем действительный объем воздуха на горение:

$$V_{\text{B}}^{\text{Д}} = 9,517 + (1,05 - 1) \cdot 9,517 = 10,649 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

По формуле (9.7) рассчитаем действительный объем водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Д}} = 2,157 + 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,517 = 2,174 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

По формуле (9.8) рассчитаем действительный объем дымовых газов:

$$V_{\Gamma}^{\text{Д}} = 1,006 + 7,592 + 2,174 + (1,05 - 1) \cdot 9,517 = 11,66 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 9.1

Таблица 9.1 – Объемы продуктов сгорания

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Котел
Коэф. избытка воздуха на входе в элемент	α	-	1,05
Действительный объем воздуха на горение	$V_{\text{B}}^{\text{Д}}$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	10,65
Действительный объем водяных паров	$V_{\text{H}_2\text{O}}$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	2,174
Действительный объем продуктов сгорания	V_{Γ}	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	11,66

9.5 Расчет дымовой трубы для котла «Buderus Logano G234-50 WS»

Исходные данные:

- Температура наиболее холодной пятидневки $t_0 = -32^\circ\text{C}$;
- Низшая теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 35,76 \text{ МДж/м}^3$;
- Расход топлива, подаваемого в топку: $V = 0,00115 \text{ м}^3/\text{с}$;
- Температура дымовых газов на входе в дымовую трубу $\vartheta_{\text{ух}} = 106^\circ\text{C}$;
- Фактическая производительность котла $Q_{\text{факт}} = 48,6 \text{ кВт}$;

Расчет высоты дымовой трубы выполняется для рассеивания самого вредного для человека химического соединения - оксида азота.

1. Количество вещества, г/с, выбрасываемое в атмосферу с уходящими газами, определяется по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot V \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3 \quad (9.9)$$

где β_1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи в топку; r – степень рециркуляции инертных газов;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на каждую тонну сжигаемого условного топлива вычисляется по формуле:

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\text{факт}}}{20 + Q_{\text{н}}} \quad (9.10)$$

где $Q_{\text{факт}}$ – фактическая производительность котла, кВт;

$Q_{\text{н}}$ – номинальная теплопроизводительность агрегата, кВт.

Так как топливо имеет хорошее качество подготовки, то $\beta_1 = 1$;

Так как дымовые газы дополнительно не отправляются на догорание, то $\beta_2 = 0$; $r = 0$; $\beta_3 = 1$.

1) определяется диаметр устья трубы по паспорту котла.

Реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы, $\text{м}^3/\text{с}$, определяется по формуле:

$$V_{\text{Г}}^{\text{XB}} = V_{\text{Г}} \cdot V \cdot \frac{273 + \vartheta_{\text{ух}}}{273} \quad (9.11)$$

2) определяется фактическая скорость на выходе из дымовой трубы:

$$w_{\text{ф}} = 4 \cdot \frac{V_{\text{Г}}^{\text{XB}}}{\pi \cdot D_{\text{СТ}}^2} \quad (9.12)$$

3) дальнейший расчет ведется с помощью метода последовательных приближений.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР				

Задаемся высотой трубы 20м:

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,08^2 \cdot 0,15}{20^2 \cdot (106 - (-32))} = 0,003 < 100$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,003^{\frac{1}{2}} + 0,34 \cdot 0,003^{\frac{1}{3}}} = 1,38$$

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,019 (106 - (-32))}{20}} = 0,33$$

Так как $V_m < 0,5$, тогда:

$$n = 4,4 \cdot 0,33 = 1,452$$

$$H_D = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,38 \cdot 1,452 \cdot \frac{0,0025}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,019 \cdot (106 - (-32))}}} = 5,81\text{м.}$$

Фактическая высота дымовой трубы определяется методом построения точек действительных высот для заданных высот 5м и 20м.

Фактическая высота дымовой трубы изображена на рисунке 9.1

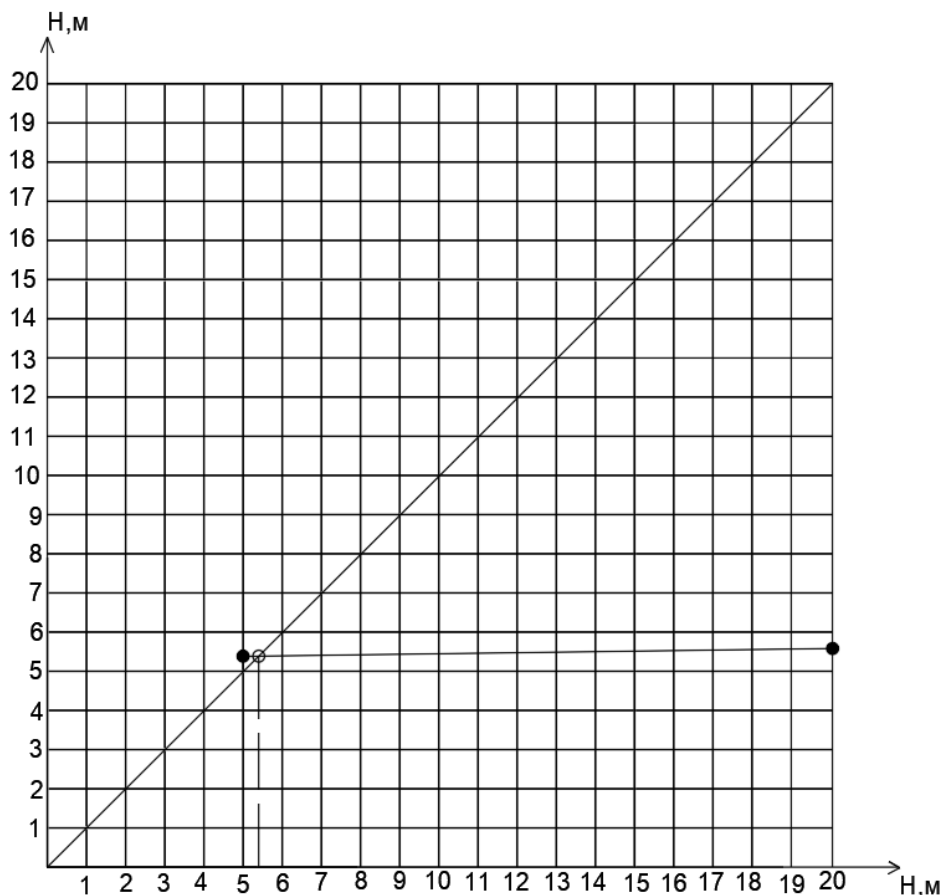


Рисунок 9.1 – Фактическая высота дымовой трубы

Фактическая высота дымовой трубы = 5,35 м.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

Определим плотность воздуха по формуле (9.21):

$$\rho_{\text{возд}} = 1,293 \cdot \frac{273}{273+5} = 1,27 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Плотность дымовых газов определим по формуле (9.22):

$$\rho_{\text{д.г}} = 1,293 \cdot \frac{273}{273+106} = 0,93 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Величина самотяги по формуле (9.20):

$$h_c = 5,35 \cdot 9,81 \cdot (1,27 - 0,93) = 17,8 \text{ Па}$$

Длина участка от котла до верха дымовой трубы:

$$l = 5,35 + 2,7 = 8,05 \text{ м.}$$

Потери на трение по длине определим по формуле (9.24):

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 8,05 \cdot 1,08^2 \cdot 0,93}{2 \cdot 0,15} = 0,58 \text{ Па}$$

Местные сопротивления на участке представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Местные сопротивления дымовой трубы

Местное сопротивление	Количество, шт	ξ
Отвод под 90°	2	2,4
Шибер	1	0,1
Выход из трубы	1	1

Потери в местных сопротивлениях определяются по формуле (9.25):

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{3,5 \cdot 1,08^2 \cdot 0,93}{2} = 1,89 \text{ Па}$$

Потери на трение в дымовой трубе определяются по формуле (9.24):

$$\Delta h = 0,58 + 1,89 = 2,47 \text{ Па}$$

$$h_c = 17,8 \text{ Па} > \Delta h = 2,47 \text{ Па}$$

Следовательно, поскольку в дымовой трубе возникает самотяга, установка дымососа не обязательна.

Рассмотрим пример расчета участка:

Оптимальная глубина заложения по формуле (10.1):

$$H_0 = 1,4 + 0,09 = 1,49$$

Отметки дна траншеи в начальной и конечной точке по формуле (10.2) (10.3):

$$z_{\text{дн.тр.н}} = 179,7 - 1,49 = 178,21 \text{ м.}$$

$$z_{\text{дн.тр.к}} = 179,4 - 1,49 = 177,91 \text{ м.}$$

Уклоны для траншеи по участкам определяются по формуле (10.4):

$$j = \frac{178,21 - 177,91}{87,73} \cdot 1000 = 3,42\%$$

Отметка верха трубы находится по формуле (10.7):

$$z_{\text{в.тр.н}} = 178,21 + 0,04 = 178,25 \text{ м.}$$

$$z_{\text{в.тр.к}} = 177,91 + 0,04 = 177,95 \text{ м.}$$

Расчет остальных участков сведен в таблицу 10.1

Таблица 10.1 – Расчет участков трубопровода

Отметка, м		Глубина заложения, м	Длина, м	Z _{дн.тр} , м		j, %	Z _{в.тр} , м	
Нач.	Кон.			Нач.	Кон.		Нач.	Кон.
179,7	179,4	1,49	87,73	178,21	177,91	3,42	178,25	177,95
179,4	179,7	1,49	77,5	177,91	178,21	3,87	177,95	178,25
179,7	179,5	1,49	34,5	178,21	178,01	5,80	178,25	178,05
179,5	179,3	1,49	60	178,01	177,81	3,33	178,05	177,85
179,3	179,5	1,49	64,5	177,81	178,01	3,10	177,85	178,05

Система автоматизации газорегуляторного пункта представляет собой трехуровневую структуру: нижнего, среднего и верхнего.

Нижний уровень автоматизации представлен запорно-регулирующей арматурой, датчиками, электрооборудованием (исполнительными механизмами). На этом этапе происходит сбор технических данных о работе оборудования. Информация от нижнего уровня передается по выходным сигналам на средний уровень - программируемым контроллерам и расходомерам.

На среднем уровне происходит обработка полученных данных, корректировка параметров (регулирование давления газа) и передача данных на верхний уровень АСУ.

Верхний уровень АСУ газорегуляторного пункта - это пульт управления, где хранятся данные о работе системы за весь период эксплуатации и откуда происходит управление технологическим процессом газорегулирующего оборудования.

В системе ГРПШ основными элементами являются предохранительно сбросной клапан, регулятор давления, предохранительно-запорный клапан, а так же газовый фильтр.

Регулятор давления выполняет роль снижения и стабилизации давления газа до заданных параметров, в которых нуждается потребитель.

Фильтр служит для очистки газа от пыли и примесей.

Предохранительно-запорный клапан представляет собой систему автоматического перекрытия подачи газа в случае превышения заданного максимального давления.

Предохранительно-сбросной клапан выполняет роль выброса газа в атмосферу в том случае, если предохранительно-запорный клапан выйдет из строя и продолжит пропускать через себя газовую смесь с превышающим показателем давления.

Аварийные случаи работы ГРПШ:

При превышении давления газа на выходе из ГРПШ больше требуемого срабатывает предохранительный запорный клапан, который перекрывает газопровод и прекращает подачу газа в ГРПШ.

Если после закрытия предохранительного запорного клапана ситуация не изменяется, тогда срабатывает предохранительный сбросной клапан, который выбрасывает газ в атмосферу, тем самым сбрасывая давление газа.

Если наблюдается понижение давления газа до ГРПШ (разрыв газопровода), то срабатывает автоматический предохранительный запорный клапан и прекращает подачу газа.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Открытие ПЗК производится специалистами после устранения аварийной ситуации.

Функциональная схема автоматизации ГРПШ представлена в графической части на листе 7.

Давления на входе и выходе из ГРПШ осуществляется датчиком давления с электрическим выходным сигналом Метран-43-ДВ-314 (поз.2-1; 5). Данный датчик установлен на основной линии редуцирования;

За степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления DPS+ (поз.4-1; 4-2);

Главным преимуществом данной автоматической системы является то, что она функционирует без постоянного присутствия персонала, а так же автоматически информирует о выходе за границы допустимых параметров давления газа, температуры воздуха, отключения внешнего питания 220 В.

В данной схеме ГРПШ предусмотрены 2 линии редуцирования газа и снижения его давления со среднего до низкого. Вторая линия редуцирования служит, как резервная, таким образом при обслуживании, ремонте, выходе из строя основной линии – подключается вторая.

Автоматизация позволяет повысить производительность труда, улучшить качество продукции, оптимизировать процессы управления, отстранить человека от производств, опасных для здоровья.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР был разобран состав природного газа. Определены расчетные расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых и общественно-административных зданий, расходы теплоты на горячее водоснабжение для этих же потребителей. По полученным расходам газа были подобраны котельные агрегаты для котельной и для индивидуальных домов.

Спроектированы: внутридомовая сеть газопровода, сеть низкого давления, сеть среднего давления, газопровод в котельной.

Был выполнен гидравлический расчет сети среднего и низкого давлений, а так же гидравлический расчет внутридомовой сети и газопровода в котельной. В ходе данных расчетов были определены оптимальные диаметры при допустимых потерях давления.

Произведена компоновка оборудования котельной и выполнен расчет дымовой трубы. Для редуцирования давления со среднего до низкого запроектирована ГРПШ. Газорегуляторный пункт имеет две линии редуцирования давления газа (основную и резервную), для каждой было подобрано оборудование.

Принятые инженерные решения были основаны на выборе наиболее благоприятного варианта организации системы газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных технологий.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99» / Госстрой России. - М.:ГУП ЦПП, 2000. 58 с.
2. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» / Госстрой России, 2011. 23 с.
3. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
4. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003/ Минрегион России, 2012 – 82 с.
5. СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий» / Минрегион России, 2012. – 65 с
6. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» / Госстрой России, 2008, – 172 с.
7. Палей Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ – СанктПетербург: Газовый клуб, 2006 – 166 с.
8. ГОСТ Р 3262–75* «Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6)» / Стандартиформ, 2007 – 16 с.
9. СП 62.13330.2011* (с изм. 1,2) Газораспределительные системы. Акт. редакция СНиП 42-01-2002./ Госстрой России. – М.:2011 – 97 с.
10. СП 56.13330.2011 «Производственные здания». Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001 / Минрегион России, 2012 – 82 с.
11. ГОСТ 21.610-85 СПДС. «Газоснабжение, наружные газопроводы. Рабочие чертежи» (с изменением 1), / Издательство стандартов, 2003 – 15 с.
12. СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения. / Москва 2001 – 22 с.
14. СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения»/ Госстрой России. 2011 – 97 с.
15. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»/ Москва, 2012 – 78 с.
16. ГОСТ Р 58121.2-2018 / Госстрой России, 2009 – 28 с.
17. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.
18. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е.А. Бойко, И.С. Деринг, Т.И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 6 с.
19. Газоснабжение/Ионин.А.А. – Стройиздат-1989 -439 с.
20. Электронный сайт "Газовик" — <https://gazovik-gaz.ru>

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. ГОСТ 21.609-94 СПДС. Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи. – М.: Госстрой России, 1994. – 10с.

22. СТО Газпром газораспределение 2.7-2013. Графическое отображение объектов сетей газораспределения и смежных коммуникаций. – С.: Газпром газораспределение, 2013. – 60с.

23. Волошенко А.В., Горбунов Д.Б. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования – Учебное пособие. - 2-е изд. - Томск, ТПУ, 2011. - 108 с.

24. Ионин А.А. Газоснабжение: учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1989. – 439с.

					08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Основные	
Производитель ①	Промтехнологии
Страна производитель	Россия
Функциональное назначение клапана	Запорный клапан
Направление потока в клапане	Прямоточное
Условный проход ②	32 мм
Рабочая среда	Газ, Газообразная среда
Тип присоединения	Резьбовое
Максимальная рабочая температура ③	900 град.
Максимальное рабочее давление	0.6 бар
Класс герметичности ④	A
Материал корпуса	Сталь
Покрытие	Никель-хром
Способ монтажа	Горизонтальный/вертикальный
Цвет	Желтый
Вес	0.55 кг
Гарантийный срок ⑤	12 мес
Пользовательские характеристики	
Диаметр	32 мм
Присоединение	Резьба G 1 1/4"
Срок службы	50 лет
Рабочее давление	0.6 МПа
Соответствие Техническому регламенту	ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Рисунок А.1 – Технические характеристики термозапорного клапана КТЗ-32

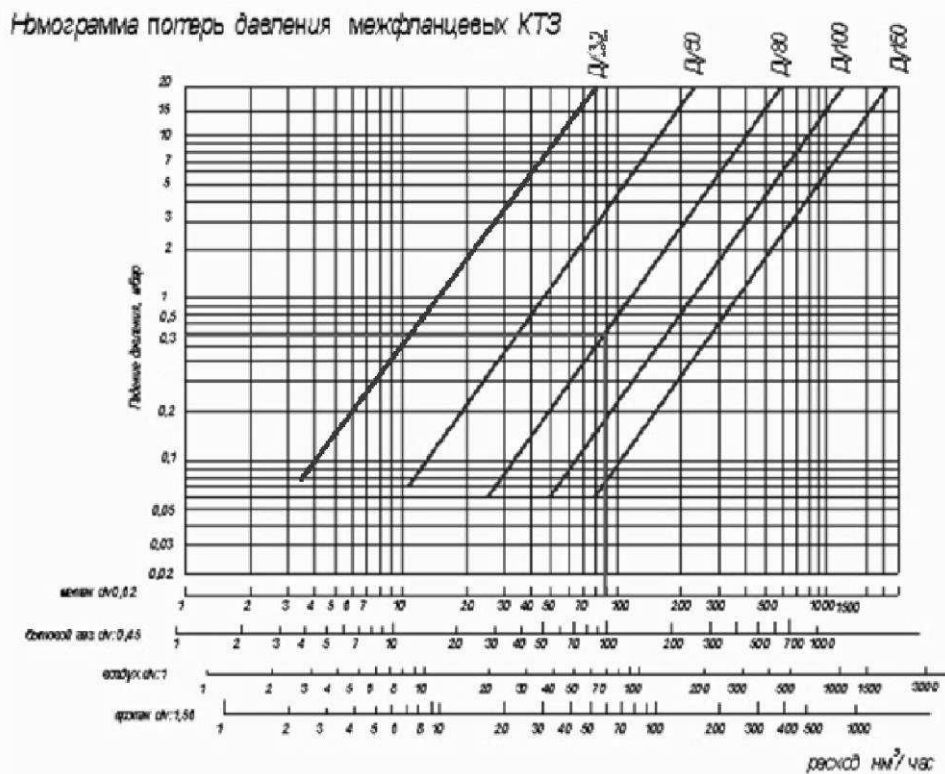


Рисунок А.2 – Номограмма потерь давления КТЗ-32

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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Лист

www.gazoanalizators.ru

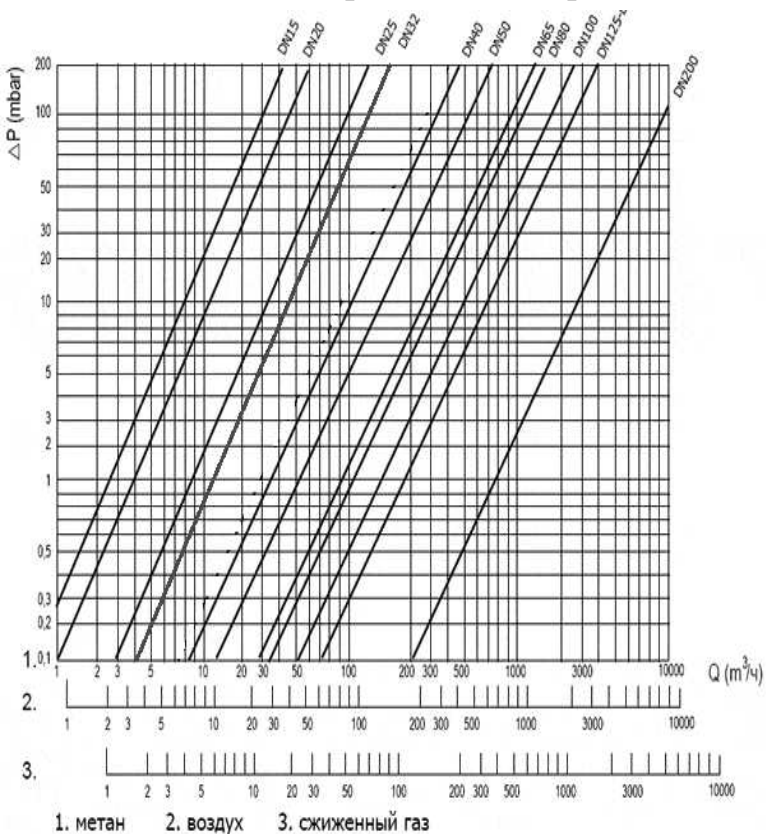


Рисунок А.3 – Технические характеристики электромагнитного клапана EVGNA DN32



Условное обозначение	DN, мм	d, мм	D, мм	L, мм	B, мм	H, мм	Масса, кг
КШИ-15с	15	22	41	280	101	79	1
КШИ-20с	20	27	47	290	101	85	1,2

Рисунок А.4 – Технические характеристики шарового крана КШИ-15с-20с



Рисунок А.5 – Фильтр газовый ФГ-32

ХАРАКТЕРИСТИКИ ФГ-ДУ32 (ПРЯМОТОЧНЫЙ)								
Типоразмер	Тип	Материал, раб.среда	Допустимое рабочее давление, МПа	Пропускная способность м3/ час, при Рвх, кПа		Допустимая потеря давления на фильтре, КПа при расходе м3/ час		
				2,0	600	10	25	400
Ду15-G1/2	Прямоточный	Латунь, газ	0,6/1,6	10		0,1		
Ду20-G3/4								
Ду25-G1				16		0,06		
Ду32-G1 1/4				25			0,1	
Ду40-G1 1/2				40	400		0,06	2,5
Ду50-G2					800			

Рисунок А.6 – Технические характеристики фильтра ФГ-32



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

08.03.01.2021.191.13 ПЗ ВКР

Рисунок А.7 – Счетчик газовый РСГ

Ду, мм	20	25	32
Qmax, м³/ч	25	40	65
Диапазон измерений Qmax/ Qmin	от 1.20 до 1.50	от 1.20 до 1.100	от 1.20 до 1.160
Порог чувствительности, м³/ ч, не более	0,05	0,05	0,05
Потеря давления P, Па, не более	80	100	140
1 имп. НЧ LF Syble Sensor, м³/имп	0,1	0,1	0,1
1 имп. СЧ л/имп*	2,72	2,72	2,72
Частота СЧ при Qmax, Гц*	2,55	4,08	6,64
1 имп. ВЧ л/имп*	0,0585	0,0585	0,0585
Частота ВЧ при Qmax, Гц*	119	190	309
Циклический объем, дм³	0,59	0,59	0,59

Рисунок А.8 – Технические характеристики Счетчика газового РСГ



Условное обозначение	DN, мм	d, мм	D, мм	L, мм	B, мм	H, мм	Масса, кг
КШИ-20с	20	27	47	290	101	85	1,2
КШИ-32с	32	42,5	75	340	141	133	2

Рисунок А.9 – Технические характеристики крана шарового КШИ-20с-32с