

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  
\_\_\_\_\_ 2020г.

Газоснабжение поселка Неплюевка, Карталинский район, Челябинская область

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 08.03.01.2020.01.573 ПЗ ВКР

Консультанты:

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ С.В.Панферов  
\_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель проекта:

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ю.Анисимова  
\_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор проекта:

студент группы АС-425

\_\_\_\_\_ В.С. Банникова  
\_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролер:

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ю.Анисимова  
\_\_\_\_\_ 2020 г.

## АННОТАЦИЯ

Банникова В.С. Газоснабжение поселка Неплюевка, Карталинский район, Челябинская область – Челябинск: ЮУрГУ, АС-425; 2020, с.87, библиографический список – 18 наим., 5 прил., 7 листов чертежей ф.А1.

В дипломном проекте был выполнен расчет и конструирование сетей газоснабжения среднего и низкого давления в поселке Неплюевка, Карталинского района, Челябинской области.

В расчетной части представлен метод определения расчетных расходов газа и тепловых нагрузок жилыми и общественными зданиями. Так же описана методика подбора оборудования, как для жилого дома, так и для котельной.

Кроме того, описан метод гидравлического расчета для сети газоснабжения среднего давления, низкого давления, а так же внутридомового газопровода и газопровода котельной. Описан порядок подбора оборудования для пунктов редуцирования газа (ГРПШ и ГРУ).

В разделе «Автоматизация» выполнена автоматизация ГРПШ, приведен принцип работы и характеристики элементов схемы, которая была разработана.

						08.03.01.2020.01.573 ПЗ ВКР		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат</i>				
<i>Зав.каф.</i>	Ульрих				Газоснабжение поселка Неплюевка, Карталинский район, Челябинская область	<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Н.контр.</i>	Анисимова					УП	3	87
<i>Руководит.</i>	Анисимова					ЮУрГУ Кафедра ГИСиС		
<i>Консульт.</i>	Панферов							
<i>Дипломник</i>	Банникова							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	7
1.1 Физико-географическая характеристика объекта.....	7
1.2 Климатическая характеристика.....	8
1.3 Информация о точке подключения.....	9
1.4 Описание потребителей газа.....	9
1.5 Обоснование выбора варианта трассы.....	10
2 СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	11
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ	12
3.1 Определение расходов тепла жилыми домами.....	12
3.2 Определение расходов тепла общественными зданиями.....	13
4 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	15
4.1 Подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома.....	15
4.2 Подбор газоиспользующего оборудования для котельной.....	15
5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ.....	21
5.1 Конструирование сетей газоснабжения среднего давления.....	21
5.2 Определение часового расхода котельной, обслуживающей общественные здания.....	22
5.3 Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения среднего давления.....	23
5.4 Гидравлический расчет систем газоснабжения среднего давления.....	25
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	28
6.1 Конструирование сети внутридомовых газопроводов.....	28
6.2 Определение расходов газа во внутридомовых газопроводах.....	30
6.3 Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов.....	31
7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	35
7.1 Конструирование тупиковых сетей газоснабжения низкого давления... 35	35
7.2 Определение расчетных расходов газа сетей газоснабжения низкого давления.....	37
7.3 Алгоритм гидравлического расчета тупиковых систем газоснабжения низкого давления.....	42

					08.03.01.2020.01.573 ПЗ КП	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.4 Гидравлический расчет сетей газоснабжения низкого давления.....	42
8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ.....	47
8.1 Конструирование сети газопровода котельной.....	47
8.2 Расчет внутреннего газопровода котельной.....	49
8.3 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания.....	52
8.4 Расчет дымовой трубы.....	56
8.5 Организация самотяги.....	62
9 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ШКАФНОГО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА.....	64
9.1 Оборудование пунктов редуцирования газа.....	64
9.2 Подбор регулятора давления.....	64
9.3 Подбор фильтра.....	67
9.4 Подбор предохранительно-запорного клапана.....	68
9.5 Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	68
10 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ.....	71
11 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	83

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня экономика нашей страны развивается стремительно. 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. Во время реализации программы ближайшие 4 года протяженность газовых сетей на Южном Урале увеличится более чем 450 километров. Ожидается, что уровень газификации региона увеличится до 70,8%. Газификация 14 тысяч квартир и частных домов в области планируется до 2021 года.

Объектом работы является поселок Неплюевка, Карталинский район, 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.Неплюевка;
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 внутридомовой газопровод;
6. Сконструировать и рассчитать сеть газоснабжения низкого давления;
7. Разместить ГРПШ и подобрать оборудование для пункта;
8. Разработать схему автоматизации ГРПШ.

					08.03.01.2020.01.573 ПЗ КП	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

# 1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Физико-географическая характеристика объекта

Объект проектирования расположен в левобережной части села Неплюевка Карталинского района Челябинской области.

Газоснабжение осуществляется природным газом Уренгойского месторождения.

Инженерно-геологическая характеристика.

Геологическое строение и тектоника Карталинского района весьма сложны. Значительную часть территории занимает Джабык-Карагайский гранитный массив, ограниченный со всех сторон площадями распространения вулканогенных, метаморфических и осадочных горных пород палеозоя, верхнего силура, девона и нижнего карбона. Наиболее древними породами являются девонские. Они залегают в восточной части района и представлены кварцитами, кварцитовидными песчаниками и серией зелёных сланцев.

Преимущественным развитием на территории пользуются метаморфизованные отложения нижнего карбона, выходящие на дневную поверхность в центральной части. Представлены они глинистыми, тальковыми, графитовыми и серицитовыми сланцами.

Сводный инженерно-геологический разрез исследуемой площадки представлен следующими грунтами (сверху - вниз):

ИГЭ-1 Почвенно-растительный слой Q|V- черного цвета, супесчаный, мощность слоя 0.1- 0.2 м.

ИГЭ-1а Насыпной слой tQ|V- дорога, бутовый камень, мощность слоя 0.5м.

ИГЭ-2 Рухляк eMZ - выветрелый до состояния песка элювиального желтосерого цвета, с включениями дресвы, малой степени водонасыщения, средней плотности, при бурении разрушается, обломки мелкие и средние, угловатые, мощность слоя составляет 1.6-2.9 м.

ИГЭ-3 Суглинок dQ - делювиальный коричневого, серо-коричневого цвета, твердой консистенции, мощность слоя составляет 0.8-0.9 м.

ИГЭ-4 Суглинок eMZ - элювиальный по гранито-гнейсам коричневого, серокоричневого цвета, с включением дресвы, твердой консистенции, мощность слоя составляет 0.2-2.8 м до разведанной глубины.

ИГЭ-5 Гранито-гнейсы Rz - серо-зеленого цвета среднекристаллической структуры. Расчетная глубина сезонного

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

промерзания для глинистых грунтов - 1.70 м, для крупнообломочных грунтов - 2.51 м рассчитана по п.п. 5.5.3 СП 22.13330.2016.

По степени морозоопасности согласно п.п. 6.8.8 СП 22.13330.2011 грунты ИГЭ-2, 3, 4, 5 – непучинистые. Следует учесть, что при замачивании ИГЭ-3, 4 становятся сильнопучинистыми.

На территории района имеют место специфические грунты - суглинки элювиальные, рухляк. Глины и суглинки очень плотные со щебнем глинистых и песчано-глинистых сланцев, пропитаны гидроокислами железа, с маломощными линзами песка.

Исходя из вышеизложенного категория сложности грунтовых условий, согласно, Приложению А СП 47.13330.2016 - III сложная.

Реконструируемых, проектируемых, сносимых зданий по трассе газопровода нет.

## **1.2 Климатическая характеристика**

Климат территории резко континентальный, характеризующийся продолжительной холодной зимой и сухим жарким летом. Характерными его особенностями являются: малое количество осадков, летние суховеи, ранние и поздние заморозки. Зима характерна не только сильными морозами, но сильными буранами, среднее число дней с метелью в год - 32, наибольшее - 52 дня. Число дней со снежным покровом - 146, средняя дата появления снежного покрова - 26 октября, средняя дата схода снежного покрова - 15 апреля. Средняя высота снежного покрова - 41 см (на защищенной местности).

Лето длится более 4 месяцев, продолжительность безморозного периода - 123 дня. Лето характерно солнечной теплой, нередко жаркой погодой, которая чередуется с короткими дождливыми периодами. Возможны бездождевые периоды, нередко длительные, наступает засуха и отмечается суховей.

Относительная влажность в этот период минимальна, ниже 60%, засушливые явления чаще бывают весной и в начале лета.

За год выпадает около 467мм осадков. Летние осадки (321мм) значительно превышают зимние (146мм). Дожди нередко сопровождаются грозами, среднее число дождей за год 29.

Максимальная глубина промерзания почвы - 180-200 см. В течение всего года, особенно зимой, преобладают юго-западные и западные ветры. В соответствии с СП 131.13330.2018 район строительства по климатическим

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

характеристикам находится в: IV климатическом районе; зона влажности - сухая; III-по весу снегового покрова (с нормативным значением веса снегового покрова 1.5 кПа); V- по средней скорости ветра; IV- по толщине стенки гололеда (с толщиной стенки гололеда 15 мм).

Климатические данные принимаются согласно [1, табл.3.1]

Таблица 1.1 – Расчетные параметры наружного воздуха

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, $t_n, ^\circ\text{C}$	Период со среднесуточной температурой $\leq 8^\circ\text{C}$		Максимальная из средних скоростей по румбам за январь, V, м/с
	Продолжительность отопительного периода, Z <sub>от</sub> , сут	Средняя отопительная температура воздуха, t <sub>от</sub> , $^\circ\text{C}$	
-32	212	-6,6	3,7

### 1.3 Информация о точке подключения

Проектируемый газопровод подключается с помощью врезки в существующий наземный полиэтиленовый газопровод среднего давления P=0,3 МПа с диаметром 57 мм.

### 1.4 Описание потребителей газа

Жилой район Неплюевка застроен двухэтажными индивидуальными жилыми домами площадью 200м<sup>2</sup>, в каждом из которых проживает 4 человека. Газоснабжение осуществляется для 55 существующих потребителей. Кроме жилых зданий производится газоснабжение котельной, обслуживающей двухэтажный детский сад, одноэтажный клуб и магазин.

Централизованная система теплоснабжения и центральная система горячего водоснабжения отсутствуют. Нужды отопления и горячего водоснабжения обеспечиваются газоснабжением жилых домов.

Таблица 1.2 – характеристики потребителей газа

Здания	Площадь здания, S, м <sup>2</sup>	Объем здания, V, м <sup>3</sup>	Количество человек	Удельная тепловая характеристика здания на отопление и вентиляцию, q, кДж/м <sup>3</sup> ·ч· $^\circ\text{C}$
Жилой дом	200	600	224	1,67
Детский сад	625	2500	100	1,8
Магазин	150	510	5	1,58
Клуб	525	2100	85	0,95



### 1.5 Обоснование выбора варианта трассы.

Проектируемый газопровод подключается путем врезки в существующий подземный полиэтиленовый газопровод среднего давления  $P = 0,3$  МПа. От врезки в существующий газопровод газ по трубопроводам подается в ГРП для подключения жилых домов. Так же от сети среднего давления питается котельная, которая снабжает теплом общественные здания.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

### 2.1 Состав природного газа

Таблица 2.1 – Состав газа

Месторождение газа	Город - потребитель	Состав газа в процентах по объему						
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Уренгойское	Челябинск	97,64	1,32	0,01	-	-	0,3	0,73

### 2.2 Характеристики природного газа

Таблица 2.2 – Характеристики газов

Газ	Содержание компонента в смеси, r <sub>i</sub> , %	Низшая теплота сгорания, Q <sub>н.р.</sub> , МДж/м <sup>3</sup>	Плотность, ρ, кг/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	97,64	35,76	0,7168
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,32	63,65	1,356
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,01	91,14	2,0037
CO <sub>2</sub>	0,3	0	1,977
N <sub>2</sub>	0,73	0	1,251

Теплота сгорания газа, имеющего элементный состав, находится по формуле:

$$Q_H^P = \sum_{i=1}^n r_i \cdot Q_{Hi}^P \quad (2.1)$$

где r<sub>i</sub> – содержание компонента в смеси в объемных долях;

Q<sub>Hi</sub><sup>P</sup> – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, МДж/м<sup>3</sup>, принимается по [5, табл.1.2].

$$Q_H^P = (97,64 \cdot 35,76 + 1,32 \cdot 63,65 + 0,01 \cdot 91,14 + 0 + 0) \cdot 0,01 = 35,77 \text{ МДж/м}^3$$

Плотность газовой смеси определяется по следующему соотношению:

$$\rho_c = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \rho_i \quad (2.2)$$

где ρ<sub>i</sub> – плотность компонента газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, принимается по справочным данным [5, табл.1.2].

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

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДА ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

#### 3.1. Определение расходов тепла жилыми домами

Определение тепловых нагрузок для систем отопления и вентиляции осуществляется методом удельных характеристик.

1) Расчетное значение часовой тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию, кДж/ч, определяется по укрупненным показателям:

$$Q_{o,v} = q_{o,v} \cdot V \cdot (t_v - t_n^p) \cdot (1 + \mu) \quad (3.1)$$

где  $q_{o,v}$  – удельная тепловая характеристика здания, кДж/м<sup>3</sup>·ч·°С, [2, табл.13];

$V$  – объем здания по наружному обмеру, м<sup>3</sup>;

$t_v$  – внутренняя температура в здании, °С, [3, табл.1];

$t_n^p$  – расчетная температура наружного воздуха, °С, [1, табл.3.1];

$\mu$  – обусловленный тепловым и ветровым напором.

Для жилых и общественных зданий с надлежащей эксплуатацией максимальный коэффициент инфильтрации в большинстве случаев составляет 3-6 %, что лежит в пределах погрешности расчета потерь тепла. Таким образом, инфильтрацию не вводят в расчет, то есть принимают  $\mu=0$ .

Тогда формула для определения расчетного значения часовой тепловой нагрузки отопления и вентиляции, кДж/ч, принимает вид:

$$Q_{o,v} = q_{o,v} \cdot V \cdot (t_v - t_n^p) \quad (3.2)$$

2) Среднечасовой расход теплоты на ГВС (горячее водоснабжение) в сутки отопительного периода по формуле:

$$Q_{гвс} = \frac{m \cdot q_{сут.ср.} \cdot C \cdot (t_r - t_x) \cdot (1 + \beta)}{24} \quad (3.3)$$

где  $m$  – число жителей, чел;

$q_{сут.ср.}$  – суточная норма расхода воды в жилых зданиях на одного жителя, л/сут, [4, табл. А.2];

$C$  – удельная теплоемкость воды, кДж/кг ·°С;

$t_r$  – средняя температура горячей воды в водоразборных стояках, принимается 60°С;

$t_x$  – температура холодной воды в зимний период, следует принимать при отсутствии данных 5°С;

$\beta$  – коэффициент, учитывающей расход воды населением, при отсутствии данных принимается 0,25.

3) Максимальная нагрузка на горячее водоснабжение, которая, для случая отсутствия баков-аккумуляторов в системах ГВС принимается за расчетную:

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot Q_{\text{ГВС}} \quad (3.4)$$

Необходимо учесть запас тепловой мощности в количестве 10 % по всем видам рассчитанных нагрузок.

Рассчитаем расход тепла на один дом.

1) Расчетное значение часовой тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию, определяется:

$$Q_{\text{о,в}} = 1,67 \cdot 600 \cdot (21 + 32) = 41340 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 14,7 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{\text{о}} = 14,7 \cdot 1,1 = 16,2 \text{ кВт}$$

2) Среднечасовой расход теплоты на ГВС в сутки отопительного периода:

$$Q_{\text{ГВС}} = \frac{4 \cdot 180 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) \cdot (1 + 0,25)}{24} = 8641,8 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 2,4 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{\text{ГВС}} = 2,4 \cdot 1,1 = 2,6 \text{ кВт}$$

1) Максимальная нагрузка на ГВС:

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot 2,6 = 6,3 \text{ кВт}$$

Суммарный расход тепла на жилой дом:

$$\Sigma Q = 16,2 + 6,3 = 22,5 \text{ кВт}$$

### 3.2 Определение расходов тепла общественными зданиями

1) Расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопление и вентиляцию, определяется по формуле (3.2).

2) Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода по формуле (3.3).

3) Максимальная нагрузка на горячее водоснабжение определяется по формуле (3.4).

Рассчитаем расход тепла на детский сад.

1) Расчетное значение часовой тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{о,в}}^{\text{дет.сад.}} = 1,8 \cdot 2500 \cdot (21 + 32) = 238500 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 66,25 \text{ кВт}$$

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_o = 66,25 \cdot 1,1 = 72,9 \text{ кВт}$$

2) Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода:

$$Q_{\text{ГВС}} = \frac{100 \cdot 40 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) \cdot (1 + 0,25)}{24} = 48010 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 13,3 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{\text{ГВС}} = 13,3 \cdot 1,1 = 14,7 \text{ кВт}$$

3) Максимальная нагрузка на ГВС:

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot 14,7 = 35,2 \text{ кВт}$$

Остальные общественные здания рассчитываются аналогично, результаты приведены в приложении А.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## 4 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 4.1 Подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома и детского сада

По рассчитанным значениям тепловой нагрузки на отопление и горячее водоснабжение с помощью технической литературы подбирается газоиспользующее оборудование.

Мощность котла определяется по формуле:

$$Q_k = \frac{\Sigma Q}{\eta_{\text{кот}}}$$

$\Sigma Q$  – суммарный расход тепла на жилой дом, кВт;

$\eta_{\text{кот}}$  – КПД котла, принимается равным 0,92.

$$Q_k = \frac{22,5}{0,92} = 24,5 \text{ кВт}$$

К установке приняты:

- На нужды отопления и горячего водоснабжения: двухконтурный газовый котел VaXi Luna-3 240 Fi 25 мощностью  $Q_k = 25$  кВт.
- На пищевые нужды: газовая четырехконфорочная плита Gorenje GN5111XF мощностью  $q_k = 7,8$  кВт.

Технические характеристики выбранного оборудования представлены в приложении Б.

### 4.2 Подбор газоиспользующего оборудования для котельной

Исходные данные:

1) Котельная отдельно стоящая, второй категории надежности отпуска тепла потребителям, предназначена для обслуживания детского сада, магазина и администрации района.

2) Расчетные тепловые нагрузки согласно приложению А:

- На отопление  $Q_o = 114,9$  кВт
- На ГВС  $Q_{\text{ГВСmax}} = 27,7$  кВт;  $Q_{\text{ГВС}} = 66,5$  кВт

Расчетная теплопроизводительность котельной определяется с соблюдением условия надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей. Выбор котельного оборудования в свою очередь производится по расчетной теплопроизводительности котельной.

Согласно требованиям [9], для того, чтобы определить расчетную производительность котельной необходимо вычислить сумму максимальных

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

расчётных часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при и расчетного среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Так же, при определении расчетной производительности котельной учитываются расходы тепла на собственные нужды котельной, которые включают отопление в котельной.

При подборе котельного оборудования должны обязательно выполняться следующие условия:

1) согласно требованиям [10] при возникновении аварийных ситуаций, например, при поломке одного из котлов, в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям второй категории в размерах, указанных [10, табл.1].

2) при работе котла в теплый период должна обеспечиваться минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла. Так как снижение теплосъема с котла ниже допустимого значения приводит к быстрому выходу котла из строя, за счет резкого снижения температуры уходящих газов.

#### **Алгоритм подбора котлов:**

1) Определяется суммарная потребность нагрузок на отопление и вентиляцию, кВт, по формуле:

$$Q_{\text{ов}} = Q_{\text{отак}} + Q_{\text{втак}} \quad (4.2)$$

2) Определяется допустимая суммарная потребность нагрузок на отопление и вентиляцию, кВт, при выходе из строя котла по формуле:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = Q_{\text{ов}} \cdot 0,874 \quad (4.3)$$

где 0,874 – допустимое снижение подачи теплоты, при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления  $t_{\text{о}} = -32 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

3) Определяется подключенная нагрузка при максимальном расходе ГВС, кВт, по формуле

$$Q_{\text{такобщ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвстак}} \quad (4.4)$$

4) Определяется подключенная нагрузка при максимальном среднечасовом расходе ГВС, кВт, по формуле:

$$Q_{\text{ср.ч.общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс}} \quad (4.5)$$

5) Определяются потери в сетях. Для предварительных расчетов допустимо принимать значение потерь тепла в пределах 1,5-3,0 % от теплового потока.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

- для холодного периода года потери в сетях, кВт, определяются по формуле:

$$Q_{\text{пот}}^3 = Q_{\text{тахобщ}} \cdot 0,03 \quad (4.6)$$

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

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = Q_{\text{ГВСмах}} \cdot 0,03 \cdot 0,8 \quad (4.7)$$

где 0,8 – коэффициент снижения потребления ГВС в летний период.

б) Определяются расходы тепла на собственные нужды котельной, кВт.

По укрупненным данным для современных водогрейных котельных, которые работают на газовом топливе, собственные нужды по большей части составляют затраты тепла на отопление котельной и принимаются равными 1,0 – 1,5 % от максимальной подключенной нагрузки, определяются по формуле:

$$Q_{\text{сн}} = Q_{\text{тахобщ}} \cdot 0,015 \quad (4.8)$$

Потерями тепла в летний период пренебрегают.

7) Определяется суммарная мощность котельной:

- для холодного периода, кВт, по формуле

$$Q_{\Sigma}^3 = Q_{\text{ср.ч.общ}} + Q_{\text{пот}}^3 + Q_{\text{сн}} \quad (4.9)$$

- для теплого периода, кВт, по формуле:

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{пот}}^{\text{л}} \quad (4.10)$$

### Подбор котлов:

1.  $Q_{\text{ов}} = 114,9 \text{ кВт}$
2.  $Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 114,9 \cdot 0,874 = 100,4 \text{ кВт}$
3.  $Q_{\text{тахобщ}} = 100,4 + 66,5 = 166,9 \text{ кВт}$
4.  $Q_{\text{ср.ч.общ}} = 100,4 + 27,7 = 128,1 \text{ кВт}$
5.  $Q_{\text{пот}}^3 = 166,9 \cdot 0,03 = 5 \text{ кВт}$
- $Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = 66,5 \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 1,59 \text{ кВт}$
6.  $Q_{\text{сн}} = 166,9 \cdot 0,015 = 2,5 \text{ кВт}$
7.  $Q_{\Sigma}^3 = 128,1 + 5 + 2,5 = 135,6 \text{ кВт}$
- $Q_{\Sigma}^{\text{л}} = 27,7 + 1,59 = 29,3 \text{ кВт}$

Рассмотрим варианты для того чтобы покрыть рассчитанные нагрузки.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### Вариант 1.

Установка двух котлов с номинальной тепловой мощностью по  $Q_k = 96,8$  кВт.

1. Однако при выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям в размере 87,4 % другим котлом, то есть  $Q_{об}^{доп} = 100,4$  кВт. Следовательно, первое условие не выполняется.

2. А также данная комплектация котельной не обеспечивает надежную работу котла в теплый период, так как процент загрузки котла в летний период, кВт:

$$Q_{загр} = \frac{Q_{\Sigma}^л}{Q_k} \cdot 100\% \quad (4.11)$$
$$Q_{загр} = \frac{29,3}{96,8} \cdot 100\% = 30,2\%$$

Согласно техническим данным для рассматриваемого типа котлов минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла равна 40 %, следовательно, второе условие также не выполняется. Таким образом, предложенный вариант № 1 не подходит, так не выполняются требуемые условия надежной и бесперебойной работы.

### Вариант 2.

Установка трех котлов с номинальной мощностью по  $Q_k = 58$ кВт.

1. При выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям в размере  $Q_{об}^{доп} = 100,4$  кВт оставшимися котлами.

Определим мощность котельной при работе двух котлов, кВт, по формуле:

$$Q_{об}^{факт} = Q_k \cdot 2 \quad (4.12)$$
$$Q_{об}^{факт} = 58 \cdot 2 = 116 \text{ кВт}$$

Первое условие выполняется.

2. Процесс загрузки котла в летний период:

$$Q_{загр} = \frac{29,3}{58} \cdot 100\% = 50,5\%$$

Согласно техническим данным для рассматриваемого типа котлов минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла равна 40 %, следовательно, второе условие выполняется. Таким образом, к установке

принимаются 3 котла Kiturami KSOG-50R с номинальной тепловой мощностью  $Q_k = 58$  кВт каждый.

Технические характеристики принятых котлов представлены в приложении В.

Таким образом, часовой расход газа котельной, определяется по формуле:

$$Q_{\text{КОТ}}^{\text{час}} = n \cdot Q_{\text{КОТ}} \quad (4.13)$$

где  $n$  – количество котлов в котельной.

$$Q_{\text{КОТ}}^{\text{час}} = 3 \cdot 58 = 174 \text{ кВт}$$

### Алгоритм подбора горелки:

1. Мощность горелки должна быть больше мощности котла на величину

равную произведению КПД котла с учетом коэффициента  $f$ , зависящего от высоты установки котельной над уровнем моря. Таким образом, мощность горелки определяется по формуле:

$$Q_{\text{горелки}} = \frac{Q_k}{f \cdot \eta} \quad (4.14)$$

где  $\eta$  – КПД котла;

$f$  – коэффициент, определяемый высотой установки котельной над уровнем моря, принимается равным 1.

2. По полям характеристик горелок с помощью технической литературы подбирают наиболее подходящую по мощностному ряду с условия обеспечения минимально допустимой и расчетной теплопроизводительности котла. Рабочая точка должна находиться в последней трети рабочего поля горелки. При этом определяют минимальное и максимальное допустимое давление топлива перед горелкой.

### Подбор горелки.

Согласно техническим характеристикам представленных в приложении В, КПД котла Kiturami KSO-50R составляет  $\eta = 92,9 \%$ , максимальная мощность котла  $Q_k^{\text{max}} = 58$  кВт, минимально допустимая нагрузка  $Q_k^{\text{min}} = 23,2$  кВт.

1. Максимальная необходимая мощность горелки:

$$Q_{\text{горелки}}^{\text{max}} = \frac{58}{1 \cdot 0,929} = 62,4 \text{ кВт}$$

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Минимальная необходимая мощность горелки:

$$Q_{\text{горелки}}^{\text{min}} = \frac{23,2}{1 \cdot 0,929} = 25 \text{ кВт}$$

2. По графику рабочих полей горелки, изображенного на рисунке 3.1, подобрана и принята к установке двухступенчатая газовая горелка Weishaupt WG10 N/1-D.

Минимальное допустимое давление газа перед горелкой:  $P_{\text{min}} = 15$  мбар;

Максимальное допустимое давление газа перед горелкой:  $P_{\text{max}} = 300$  мбар.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

### 5.1 Конструирование сетей газоснабжение среднего давления

Проектируемый газопровод подключается с помощью врезки в существующий подземный полиэтиленовый газопровод среднего давления  $P = 0,3$  МПа с диаметром  $\varnothing 57 \times 3,5$ .

Точка врезки находится на западе проектируемого района. К газопроводу среднего давления присоединен ГРПШ, снижающий давление до низкого  $P_n = 3400$  Па, для подключения жилых домов. Также от сети среднего давления питается котельная со встроенным ГРУ, снабжающая теплом общественные здания.

На объекте проектирования предусматривается подземная прокладка полиэтиленовых газопроводов. Прокладку газопроводов осуществляют на глубине не менее 1м, при этом температура грунта на данной глубине прокладки должна быть не менее  $-20$  °С. Расстояние по вертикали между газопроводом (футляром) и подземными инженерными сетями принимают по [6, прил.В] .

Прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением 0,3 МПа на территориях поселений (сельских и городских) и городских округов должны осуществляться с применением труб и соединительных деталей из полиэтилена ПЭ 80 и ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,6.

На газопроводах устанавливаются запорные устройства: перед пунктами редуцирования газа ГРПШ, на выходе из данных пунктов, на ответвлении газопроводов к районам газоснабжения, перед наружным газоиспользующим оборудованием, при пересечении автомобильных дорог (запорное устройство должно располагаться не более 1000м от дорог).

Соединение полиэтиленовых газопроводов между собой необходимо производить сваркой при температуре от  $-15$  °С до  $+45$  °С электросварными муфтами. При температуре воздуха ниже  $15$  °С сварку разрешается производить в специальных укрытиях, температурой равной технологической. Схема газопровода среднего давления представлена на рисунке 5.1.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

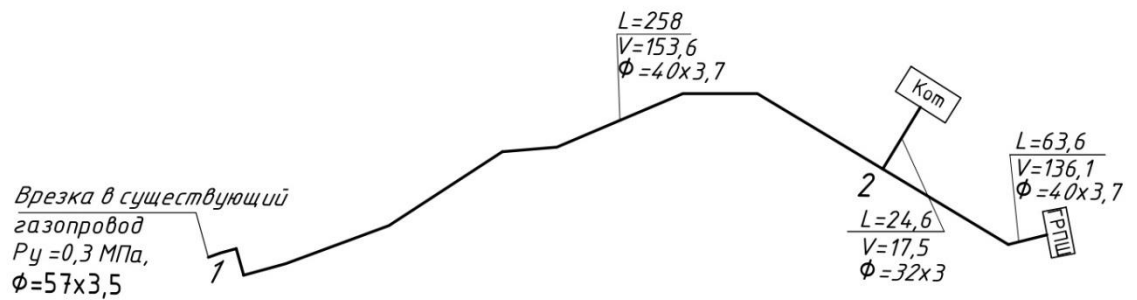


Рисунок 5.1 – Схема газопровода среднего давления

## 5.2 Определение часового расхода газа котельной, обслуживающей общественные здания

Часовой расход газа в м<sup>3</sup>/час для любого потребителя определяется по формуле:

$$V_{\text{час}} = \frac{Q_{i\text{час}} \cdot 3,6}{Q_{\text{н}}} \quad (5.1)$$

где  $Q_{i\text{час}} = Q_{\text{час}}^{\text{кот}}$  – часовой расход теплоты котельной, принимается согласно пункту 4.2, кВт.

$Q_{\text{н}}$  – низшая рабочая теплота сгорания газа, принимается согласно пункту 2.2, МДж/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{час}}^{\text{кот}} = \frac{174 \cdot 3,6}{35,77} = 17,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Часовой расход газа ГРП определяется по формуле:

$$V = k_{0n}^{\text{П4}} \cdot n \cdot \frac{q^{\text{П4}}}{Q_{\text{н}}} + k_0^{\text{К}} \cdot m \cdot \frac{q^{\text{К}}}{Q_{\text{н}} \cdot \eta} \quad (5.2)$$

где  $k_{0n}^{\text{П4}}$  – коэффициент одновременности для плит в количестве, принимается по [6, табл.5];

$k_0^{\text{К}}$  – для котельного агрегата равен 0,85 не зависимо от количества одновременно работающих приборов;

$q^{\text{П4}}$ ,  $q^{\text{К}}$  – номинальная теплопроизводительность газопотребляющих приборов,  $q^{\text{П4}} = 7,8$  кВт,  $q^{\text{К}} = 25$  кВт;

$\eta$  – коэффициент полезного действия котельного агрегата.

$$V = 0,22 \cdot 55 \cdot \frac{7,8 \cdot 3,6}{35,77} + 0,85 \cdot 55 \cdot \frac{25 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,929} = 136,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

### 5.3 Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения среднего давления

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения диаметров газопроводов для обеспечения всех потребителей газом с требуемыми параметрами, то есть расчётным расходом газа и давлением при минимальных потерях.

1) Разрабатывают расчетную схему сети газопроводов: нумеруют участки, проставляют их длины, расчетные часовые расходы газа каждого потребителя. После подбора диаметров участков их также наносят на расчетную схему.

2) Выбирают основное направление от источника газа, как правило наиболее протяженное (или наиболее нагруженное), до потребителя.

3) Определяют сумму расчетных расходов газа для каждого участка сети основного направления, начиная от конца по направлению к врезке.

4) Определяются расчетные длины на каждом участке путем увеличения длины участка по плану на 10% по формуле:

$$L_p = 1,1 \cdot L \quad (5.3)$$

где  $L$  – длина участка, м, принимая согласно расчетной схеме.

Расчетные длины суммируют по основному направлению.

5) Определяются удельные потери давления, Па/м, по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{\Sigma L} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{\Sigma L} \quad (5.4)$$

где  $\Delta P_{доп}$  – допустимые потери давления, МПа.

6) Определяется расчетный внутренний диаметр, см, газопровода по формуле:

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot V^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (5.5)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $n$ ,  $m$  – коэффициенты, определяемые в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода [6, табл. 4.1, 4.2];

$\rho_0$  – расчетная плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, принимается согласно пункту 2.2;

$V$  – расчетный часовой расход газа, м<sup>3</sup>/ч, принимается согласно пункту 5.2.

Для сети среднего давления:

$$A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2} \quad (5.6)$$

где  $P_0 = 0,101325$ , МПа;

$P_m$  – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа, определяется по формуле:

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left( P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (5.7)$$

Таблица 5.1 – Коэффициенты для полиэтиленовых труб

Коэффициент	B	m	n
Полиэтилен	0,0446	1,75	4,75

7) После расчета внутренний диаметр газопровода  $d_{вн}$  принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов ближайший меньший – для полиэтиленовых труб.

8) Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса, определяемым по формуле:

$$Re = \frac{V}{9 \cdot \pi \cdot d_{вн} \cdot v} = 0,0354 \cdot \frac{V}{d_{вн} \cdot v} \quad (5.8)$$

а также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$Re \cdot \frac{n}{d_{вн}} < 23 \quad (5.9)$$

где  $n$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для полиэтиленовых труб независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см.

$v = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2$  – кинематическая вязкость газа при нормальных условиях.

9) Определяется коэффициент гидравлического трения:

- Для ламинарного режима движения газа при  $Re < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (5.10)$$

- Для критического режима движения газа  $2000 < Re < 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (5.11)$$

При  $Re > 4000$  в зависимости от выполнения условия (5.8);

- Для гидравлически гладкой стенки (неравенство (5.8) справедливо):

при  $4000 < Re < 100\ 000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (5.12)$$

при  $Re > 100\ 000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (5.13)$$

• Для шероховатых стенок (неравенство (5.8) несправедливо):  
при  $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{n}{d_{BH}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (5.14)$$

10) При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления необходимо учитывать потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах, потери определяются по формуле:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (5.15)$$

Следовательно, конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l} \quad (5.16)$$

11) После расчета основного направления выполняется расчет ответвлений

по изложенной методике.

12) Фактическое давление в конце основного направления и ответвлений –

у потребителей газа, полученное в результате расчетов, должно быть больше или равно требуемому конечному давлению.

Таким образом, увязка производится по формуле:

$$H = \frac{P_K - P_K^{TP}}{P_K} \cdot 100\% \leq \pm 10\% \quad (5.17)$$

где  $P_K$  – фактическое давление в конце участка, МПа;

$P_K^{TP}$  – требуемое минимальное давление в конце участка, МПа.

#### 5.4 Гидравлический расчет сетей газоснабжения среднего давления

Основное направление начинается от врезки в существующий подземный стальной газопровод среднего давления  $P_H = 0,3$  МПа с диаметром



57 мм и длится до самого нагруженного потребителя – ГРПШ. Необходимое минимальное конечное давление у потребителя  $P_k^{TP} = 0,005$  МПа.

Рассмотрим пример расчета участка на основном направлении 1-2-ГРПШ:

1)  $L = 258$  м;  $L_p = 1,1 \cdot 258 = 283,8$  м;  $\Sigma L = 353,76$  м;  $V = 153,6$  м<sup>3</sup>/ч.

2) Удельные потери давления:

$$\Delta P_{уд} = \frac{(0,3 + 0,1)^2 - (0,005 + 0,1)^2}{353,76} = 42,11 \frac{\text{МПа}}{\text{м} \cdot 10^{-5}}$$

3) Усредненное давление газа:

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left( 0,4 + \frac{0,105^2}{0,4 + 0,105} \right) = 0,28 \text{ МПа}$$

$$A = \frac{0,101325}{0,28 \cdot 162 \cdot 3,14^2} = 0,00022$$

4) Расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{0,00022 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 153,6^{1,75}}{42,11 \cdot 10^{-5}}} = 2,71 \text{ см}$$

5) Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов. Примем на участке 1-2 газопровод ПЭ SDR11 с диаметром 40x3,7 мм, следовательно, внутренний диаметр  $d=3,26$  см.

6) Число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{153,6}{3,26 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 116638,2$$

7) Проверяется гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода:

$$116638,2 \cdot \frac{0,0007}{4,08} = 25 > 23$$

Условие не выполняется.

8) Следовательно, коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,0007}{3,26} + \frac{68}{116638,2} \right)^{0,25} = 0,018$$

9) Конечное давление на участке 1-2 :

$$P_k = \sqrt{0,4^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,018 \cdot \frac{153,6^2}{3,26^5} \cdot 0,73 \cdot 283,8} = 0,360 \text{ МПа}$$

Расчет остальных участков сети среднего давления производится аналогично и представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет сетей газоснабжения среднего давления

№ участка	Длина участка, м		$\Delta P_{уд}$ , МПа/м·10 <sup>-5</sup>	Расчетный расход газа V, м <sup>3</sup> /ч	d <sub>p</sub> , см	d <sub>вн</sub> , мм	Re	$\lambda$	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа
	по плану, L	расчетная, L <sub>p</sub>								
Основное направление 1-2-ГРПШ										
1 - 2	258	283,8	42,112	153,6	2,71	32,6	116638,2	0,018	0,4	0,36
2 - ГРПШ	63,6	69,96		136,1	3,11	32,6	103349,4	0,019	0,36	0,351
	$\Sigma L$	353,76								
Ответвление 2-Кот										
2 - Кот	24,6	27,06	438,193	17,5	0,75	26	16662,2	0,028	0,36	0,359

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### 6.1 Конструирование сети внутридомовых газопроводов

Газоснабжение предусмотрено природным газом с низшей теплотой сгорания 35,77 МДж/м<sup>3</sup> и плотностью 0,73 кг/м<sup>3</sup>.

Согласно [13], внутридомовые газопроводы выполняются из стальных водогазопроводных труб. Глубина прокладки наружного газопровода 1,6 м от поверхности земли до верха трубы. Подземный газопровод подходит к газифицируемому жилому дому и выходит из земли на расстоянии не менее 2м.

На выходе из земли газопровод необходимо заключить в футляр для предотвращения механического повреждения. Перед вводом газопровода в здание установлен кран шаровой изолирующий – вид запорной фланцевой арматуры с изолирующими резиновыми вставками.

Газопровод до ввода в здание прокладывается открыто с креплением на опорах, а к стенам здания крепится при помощи кронштейнов между окнами первого этажа и второго по фасаду здания. Ввод газопровода в здание осуществляется в помещение – кухни, где установлено газоиспользующее оборудование. Помещение кухни расположено на первом этаже. Газопроводы внутри здания прокладываются также открыто с креплением к несгораемым стенам при помощи кронштейнов. Гидравлический расчет внутридомового газопровода производят от наиболее нагруженного газоиспользующего прибора (газовый котёл).

Диаметр подводящего патрубка к газовой плите Gorenje GN55111XF равен 15 мм и двухконтурному котлу Baxi Luna-3 240 Fi 25 равен 20 мм.

Счетчик учета расхода газа ВК-G4-T установить на отметке 1,6 м от пола в месте, для удобства его обслуживания, а так же исключения его повреждения открывающимися окнами и дверьми.

Оконный проем выполнить из условия: общая площадь остекления в помещении кухни должна быть не менее 0,80 м<sup>2</sup>.

На вводе газопровода в жилое здание предусматривается следующий узел, который состоит из следующего оборудования: КТЗ–20 – термозапорный клапан, автоматически перекрывающий подачу газа, при достижении температуры среды 100 °С при пожаре, КЗГЭМ–20 – электромагнитный клапан (в комплекте с СИКЗ), ФГП–50 – газовый фильтр и ВК-G4-T– счетчик газа. В помещении, где установлено

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

газопотребляющее оборудование, предусматривается установка системы контроля загазованности СИКЗ с автоматическим отключением подачи газа. КТЗ устанавливается на входе газопровода в помещение, где установлено газовое оборудование.

Для вентиляции кухни предусматривается наличие окна с форточкой. Каналы естественной вытяжной вентиляции расположены над газоиспользующим оборудованием.

Внутренние газопроводы данного жилого здания выполняются из стальных труб. Соединения труб должны быть неразъемными; резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов. В местах пересечения строительных конструкций здания газопроводы следует прокладывать в футлярах.

Расчетная схема внутридомового газопровода представлена на рисунке 6.1.

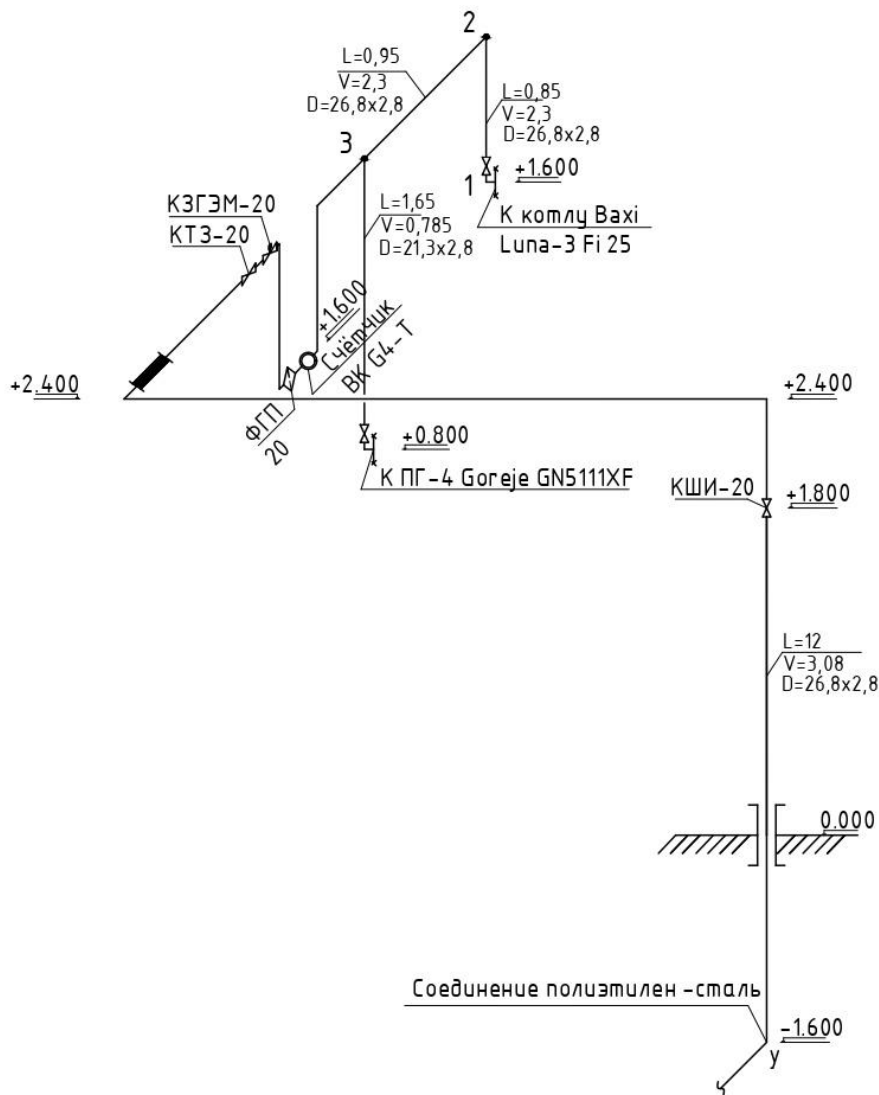


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

## 6.2 Определение расходов газа во внутридомовых газопроводах

1) Вычерчивается расчетная схема внутридомового газопровода.

2) Определяются расчетные расходы газа на участках сети по номинальной теплопроизводительности газопотребляющего прибора.

$$V = k_{0n}^{П4} \cdot n \cdot \frac{q^{П4}}{Q_H^P} + k_0^K \cdot m \cdot \frac{q^K}{Q_H^P \cdot \eta} \quad (6.1)$$

где  $k_{0n}^{П4}$  – коэффициент одновременности для плит в количестве, принимается по [6, табл.5];

$k_0^K$  – для котельного агрегата равен 0,85 не зависимо от количества одновременно работающих приборов;

$q^{П4}$ ,  $q^K$  – номинальная теплопроизводительность газопотребляющих приборов,  $q^{П4} = 7,8$  кВт,  $q^K = 25$  кВт;

$\eta$  – коэффициент полезного действия котельного агрегата.

Пример расчета расхода газа на участках основного направления 1-2-3-у.

Участок 1-2:

1) Ассортимент приборов:

Газовая плита (П4) в количестве 1 шт.

2) Расход газа:

$$V = 1 \cdot 1 \cdot \frac{7,8 \cdot 3,6}{35,77} = 0,785 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Участок 2-3 аналогичен участку 1-2.

Участок 3-у:

1) Ассортимент приборов:

Газовая плита (П4) в количестве 1 шт.

Газовый котел (К) в количестве 1 шт.

2) Расход газа:

$$V = 1 \cdot 1 \cdot \frac{7,8 \cdot 3,6}{35,77} + 0,85 \cdot 1 \cdot \frac{25 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,929} = 3,08 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Расчет ответвления производится аналогично, результаты сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение расчетных расходов газа внутридомового газопровода.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	
			по приборам	на участке
Основное направление 1-2-3-у				
1-2	П4	1	0,785	0,785
2-3	П4	1	0,785	0,785
3-у	П4	1	0,785	3,08
	К	1	2,3	
Ответвление 3-4				
3-4	К	1	2,3	2,3

### 6.3 Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов

1) Определяются фактические длины участков  $L$ , м, расчетные длины участков  $L_p$  и общая расчетная длина основного направления  $\sum L_p$ , м. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме. Расчетные длины определяют по формуле.

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right) \quad (6.2)$$

где  $\alpha$  – процентная надбавка для учета местных сопротивлений, принимается [6, п.3.35].

2) Определяются средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum L_p} \quad (6.3)$$

где  $\Delta P$  – располагаемый перепад давления для основного направления внутридомового газопровода, Па.

3) По расчетным расходам газа и средней удельной потере давления по основному направлению с помощью номограммы определяются диаметры участков основного направления, действительные удельные потери давления  $h_d$ , Па/м и действительное сопротивление участков  $h \cdot L_p$ , Па.

4) Определяется гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков по формуле:

$$H_r = \pm Z \cdot g \cdot (1,293 - \rho_0^r) \quad (6.4)$$

где  $Z$  – разность абсолютных отметок начала и конца рассматриваемого участка газопровода, м;

$1,293, \rho_0^r$  – соответственно плотность воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>.

5) Определяется сопротивление участков с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по выражению:

$$\Delta P_d = \Sigma [h_d \cdot L_p \pm (\pm H_r)] \quad (6.5)$$

Знак гидростатического напора зависит от плотности газа, то есть для природного газа плюс, для сжиженного газа минус, а знак перед скобкой от направления его движения. Если природный газ движется вверх, берется знак минус, если вниз, то плюс. Для сжиженного газа наоборот.

6) После выполнения расчетов основного направления аналогичным образом проводится расчет ответвлений.

7) Выполняется проверка правильности расчета, то есть определяется невязка действительных потерь давления основного направления и ответвления в точке присоединения по формуле:

$$H = \frac{\Delta P_{d \text{ осн}} - \Delta P_{d \text{ отв}}}{\Delta P_{d \text{ осн}}} \cdot 100\% \leq \pm 10\% \quad (6.6)$$

где  $\Delta P_{d \text{ осн}}$  – суммарные действительные потери давления на участках основного направления, МПа;

$\Delta P_{d \text{ отв}}$  – суммарные действительные потери давление на участках ответвления, МПа.

Выполним пример расчета участка 1-2 основного направления внутридомовой сети низкого давления.

1)  $L = 0,85$  м,  $\alpha = 450\%$

2) Расчетная длина участка:

$$L_p = 0,85 \cdot \left( 1 + \frac{450}{100} \right) = 4,68 \text{ м}$$

3) Средние удельные потери давления для основного направления:

$$h_{cp} = \frac{550}{31,46} = 17,5 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4) По найденным значениям  $V = 2,3$  м<sup>3</sup>/ч и  $h_{cp} = 17,5$  Па/м с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d = 26,8 \times 8$  мм и  $h_d = 1,82$  Па/м.

5) Действительное сопротивление участка:

$$1,82 \cdot 4,68 = 8,5 \text{ Па}$$

6) Гидростатическое давление участка:

$$H_r = 0,8 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 4,42 \text{ Па}$$

7) Сопротивление участка с учетом гидростатического давления, а также с учетом местного сопротивления шарового крана КШ-20  $\Delta P_{шк} = 5 \text{ Па}$ :

$$\Delta P_d = (1,82 \cdot 4,68 + 4,42) + 5 = 17,9 \text{ Па}$$

Остальные участки основного направления рассчитываются аналогично.

Расчет ответвления 3-4.

1)  $L = 1,65 \text{ м}$ ,  $\alpha = 450\%$

2) Расчетная длина участка:

$$L_p = 1,65 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 9,08 \text{ м}$$

3) Средние удельные потери давления для основного направления:

$$h_{cp} = \frac{12,93 + 5 + 2,16}{9,08} = 2,2 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4) По найденным значениям  $V = 0,785 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{cp} = 2,2 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d = 26,8 \times 8 \text{ мм}$  и  $h_d = 0,47 \text{ Па/м}$ .

5) Действительное сопротивление участка:

$$0,47 \cdot 9,08 = 4,27 \text{ Па}$$

6) Гидростатическое давление участка:

$$H_r = 1,6 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 8,84 \text{ Па}$$

7) Сопротивление участка с учетом гидростатического давления, а также с учетом местного сопротивления шарового крана КШ-20  $\Delta P_{шк} = 5 \text{ Па}$ :

$$\Delta P_d = (0,47 \cdot 9,08 + 8,84) + 5 = 18,1 \text{ Па}$$

8) Определим невязку действительных потерь давления основного направления и ответвления в точке присоединения:

$$H = \frac{20,09 - 18,1}{20,09} \cdot 100\% = 9,9\% \leq \pm 10\%$$

Результаты расчет приведены в таблице 6.2.



Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ Участка	Расчётный расход газа, V, м³/ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчётная длина, Lp, м	Средние удельные потери давления, hср, Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, hд, Па/м	Сопротивление участка, hд·Lp, Па	Гидростатическое давление Нг, Па	Падение давления, hд·Lp +/- Нг, Па
Расчет основного направления 1-2-3-у										
1-2	2,3	0,85	450	4,68	hд=550/31,4 6=17,5	26,8x2,8	1,82	8,51	4,42	12,93
Местные сопротивления на участке 1-2										Потери давления, Па
Кран шаровый КШ-20										5
2-3	2,3	0,95	25	1,19	hд=550/31,4 6=17,5	26,8x2,8	1,82	2,16	0	2,16
3-у	3,08	4	120	8,8		26,8x2,8	4,1	36,08	13,26	22,82
		6,4	25	8		26,8x2,8	4,1	32,8	0	32,80
		0,8	450	4,4		26,8x2,8	4,1	18,04	4,42	13,62
		0,8	450	4,4		26,8x2,8	4,1	18,04	4,42	22,46
			ΣLp =	31,46						
№	Местные сопротивления на участке 3-у									Потери давления, Па
1	Клапан термозапорный КТЗ-20									20
2	Клапан электромагнитный КЗГЭМ-20									25
3	Фильтр газовый пылеулавливающий ФГП-20									60
4	Счетчик газовый ВК G4-T									150
5	Кран шаровый изолирующий КШИ-20									5
									ΣΔP =	371,79
Расчет ответвления 3-4										
3-4	0,79	1,65	450	9,08	hд=(12,93+5 +2,16)/9,08= 2,2	21,3x2,8	1,42	12,89	8,84	21,72
Местные сопротивления на участке 1-2										Потери давления, Па
Кран шаровый КШ-15										5
									ΣΔP =	26,72
N=((20,09-26,72/20,09)*100%=33% > 10%										
Необходима установка дополнительного местного сопротивления.										

## 7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

### 7.1 Конструирование тупиковых сетей газоснабжения низкого давления

Проектируемый газопровод низкого давления выходит из ГРП, где давление со среднего 0,3 МПа снижается до низкого 3400 Па. Газом низкого давления снабжается 55 жилых домов.

Подземный газопровод низкого давления запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 по [8].

Соединения труб следует предусматривать неразъемными. Разъемными могут быть соединения стальных труб с полиэтиленовыми и в местах установки технических устройств и газоиспользующего оборудования. Разъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными в грунте должны предусматриваться при условии устройства футляра с контрольной трубкой.

Полиэтиленовые трубы монтируются при помощи сварки. Повороты труб и разветвления выполняются с помощью сварных или литых фитингов: отводы, крестовины, тройники, втулки под фланцы.

Прокладка газопровода низкого давления производится по тупиковой схеме. Для возможности управления газовыми потоками в системе предусмотрена установка отключающих устройств: в узлах разветвления газопроводов, на тупиковых ответвлениях для отключения отдельных потребителей, через каждые 300...400 м. У газопровода предусмотрены фланцевые соединения для задвижек, кранов и другой арматуры.

В местах пересечения газопроводов с коллекторами и каналами подземными, теплотрассами бесканальной прокладки, при переходе газопроводов через стенки газовых колодцев газопровод прокладывают в футляре, при пересечении с тепловыми сетями - в стальном футляре.

Концы футляра должны выводиться на расстоянии не менее 2м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций, при этом выполняется контроль всех стыков в пределах пересечения.

При пересечении стенок газовых колодцев на расстоянии не менее 2см концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом. На одном конце футляра в верхней точке уклона предусматривают контрольную трубку, выходящую под защитные устройства.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Подземные газопроводы прокладывают вдоль линии застройки по улицам на расстоянии определенным [9] под газонами и тротуарами. Над газопроводами нельзя высаживать деревья и кустарники.

При пересечении газопровода различных инженерных сетей расстояние между ними по вертикали должно быть не менее 0,2 м, арматуру располагают не ближе 2 м от края пересекаемых коммуникаций. Переходы газопроводами под автомобильными дорогами осуществляются из стальных труб.

Основными достоинствами полиэтиленовых труб являются: низкая стоимость по сравнению со стальными; высокая коррозионная стойкость; малая масса; легкая обработка труб; гидравлическое сопротивление меньше чем у стальных.

Запрещается наземная и надземная прокладка газопроводов из полиэтилена, а так же их прокладка в коллекторах, каналах и внутри зданий [9]. Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом, с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы. На выходах газопроводов из земли и газифицируемых домов предусматриваются неразъемные соединения "полиэтилен-сталь", данные соединения прокладываются на основании из песка.

После окончания строительно-монтажных работ полиэтиленовые газопроводы низкого давления испытать на герметичность.

Газопроводы низкого давления в жилых домах и общественных зданиях, предприятиях бытового обслуживания населения непромышленного характера следует испытывать на прочность и герметичность на следующих участках: на прочность от отключающего устройства на вводе в здание до крана на опусках к газовым приборам, при этом газовые приборы следует отключить, а счетчики, если они не рассчитаны на испытательное давление, заменить перемычками, на герметичность - от отключающего устройства на вводе в здание до кранов газовых приборов. Полиэтиленовые газопроводы низкого давления до 0,005 МПа испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов, с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

Расчетная схема представлена на рисунке Г.1 приложения Г.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

## 7.2 Определение расчетных расходов газа сетей газоснабжения низкого давления

Расчетные расходы газа сети определяются по номинальной теплопроизводительности газопотребляющего прибора.

$$V = k_{0n}^{П4} \cdot n \cdot \frac{q^{П4}}{Q_H^p} + k_0^K \cdot m \cdot \frac{q^K}{Q_H^p \cdot \eta} \quad (7.1)$$

где  $k_{0n}^{П4}$  – коэффициент одновременности для плит в количестве, принимается по [6, табл.5];

$k_0^K$  – для котельного агрегата равен 0,85 не зависимо от количества одновременно работающих приборов;

$q^{П4}$ ,  $q^K$  – номинальная теплопроизводительность газопотребляющих приборов,  $q^{П4} = 9,8$  кВт,  $q^K = 20$  кВт;

$\eta$  – коэффициент полезного действия котельного агрегата.

Рассмотрим пример расчета участка 1-ГРП на основном направлении.

1) Расчетная схема представлена на рисунке Г.1 прил.Г.

2) Ассортимент приборов: П-4, котел

$$n = 56$$

$$m = 55$$

$$k_{012}^{П4} = 0,2212$$

$$k_0^K = 0,85$$

$$V = 0,2212 \cdot 56 \cdot \frac{9,8 \cdot 3,6}{35,77} + 0,85 \cdot 55 \cdot \frac{20 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,9} = 116,74 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Определение расчетных расходов газа остальных участков сети низкого давления производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – расчетные расхода газа по участкам сети низкого давления

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа по приборам, м3/ч	Расчетный расход газа на участке, м3/ч
Расчет основного направления ГРП-1-2-15-...-21-26-...-29-33-36-...-39-...-43					
43-42	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
42-41	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
41-40	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966
40-39	П4	4	0,35	1,099	
	К	4	0,85	9,208	10,307
39-38	П4	6	0,28	1,319	
	К	6	0,85	13,813	15,132
38-37	П4	7	0,28	1,539	
	К	7	0,85	16,115	17,653
37-36	П4	8	0,265	1,664	
	К	8	0,85	18,417	20,081
36-33	П4	9	0,258	1,823	
	К	9	0,85	20,719	22,542
33-29	П4	11	0,251	2,167	
	К	11	0,85	25,323	27,491
29-28	П4	14	0,243	2,671	
	К	14	0,85	32,230	34,900
28-27	П4	15	0,24	2,826	
	К	15	0,85	34,532	37,358
27-26	П4	16	0,239	3,002	
	К	16	0,85	36,834	39,836
26-21	П4	17	0,238	3,176	
	К	17	0,85	39,136	42,312
21-20	П4	21	0,2345	3,866	
	К	21	0,85	48,344	52,210
20-19	П4	22	0,2342	4,045	
	К	22	0,85	50,647	54,691
19-18	П4	23	0,2338	4,221	
	К	23	0,85	52,949	57,170

Продолжение таблицы 7.1

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа по приборам, м3/ч	Расчетный расход газа на участке, м3/ч
18-17	П4	24	0,2334	4,397	
	К	24	0,85	55,251	59,648
17-16	П4	25	0,2329	4,571	
	К	25	0,85	57,553	62,124
16-15	П4	26	0,2326	4,747	
	К	26	0,85	59,855	64,602
152	П4	27	0,2322	4,922	
	К	27	0,85	62,157	67,079
21	П4	39	0,2274	6,962	
	К	39	0,85	89,782	96,744
1-ГРП	П4	55	0,2212	9,550	
	К	55	0,85	126,616	136,167
Расчет ответвления 2-3...-14					
14-13	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
13-12	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
12-11	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966
11-10	П4	4	0,35	1,099	
	К	4	0,85	9,208	10,307
10-9	П4	5	0,29	1,138	
	К	5	0,85	11,511	12,649
9-8	П4	6	0,28	1,319	
	К	6	0,85	13,813	15,132
8-7	П4	7	0,28	1,539	
	К	7	0,85	16,115	17,653
7-6	П4	8	0,265	1,664	
	К	8	0,85	18,417	20,081
6-5	П4	9	0,258	1,823	
	К	9	0,85	20,719	22,542
5-4	П4	10	0,254	1,994	
	К	10	0,85	23,021	25,015
4-3	П4	11	0,251	2,167	
	К	11	0,85	25,323	27,491
3-2	П4	12	0,248	2,336	
	К	12	0,85	27,625	29,962

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

08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР

Лист

39

Продолжение таблицы 7.1

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа по приборам, м3/ч	Расчетный расход газа на участке, м3/ч
Расчет ответвления 1-46...-59					
59-58	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
58-57	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
57-56	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966
56-55	П4	4	0,35	1,099	
	К	4	0,85	9,208	10,307
55-54	П4	5	0,29	1,138	
	К	5	0,85	11,511	12,649
54-53	П4	6	0,28	1,319	
	К	6	0,85	13,813	15,132
53-52	П4	10	0,254	1,994	
	К	10	0,85	23,021	25,015
52-51	П4	11	0,251	2,167	
	К	11	0,85	25,323	27,491
51-50	П4	12	0,248	2,336	
	К	12	0,85	27,625	29,962
50-49	П4	13	0,245	2,500	
	К	13	0,85	29,927	32,428
49-48	П4	14	0,243	2,671	
	К	14	0,85	32,230	34,900
48-47	П4	15	0,24	2,826	
	К	15	0,85	34,532	37,358
47-46	П4	16	0,239	3,002	
	К	16	0,85	36,834	39,836
46-1	П4	17	0,238	3,176	
	К	17	0,85	39,136	42,312
Расчет ответвления 53-60-61-62-63					
62-61	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
61-60	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
60-53	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966

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

08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР

Лист

40

Окончание таблицы 7.1

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа по приборам, м3/ч	Расчетный расход газа на участке, м3/ч
Расчет ответвления 39-44-45					
45-44	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
44-39	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
Расчет ответвления 33-34-35					
35-34	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
34-33	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
Расчет ответвления 29-30-31-32					
32-31	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
31-30	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
30-29	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966
Расчет ответвлений					
3-3*	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
Расчет ответвлений 21-22-23-24-25					
21-22	П4	1	1	0,785	
	К	1	0,85	2,302	3,087
22-23	П4	2	0,65	1,021	
	К	2	0,85	4,604	5,625
23-24	П4	3	0,45	1,060	
	К	3	0,85	6,906	7,966
24-25	П4	4	0,35	1,099	
	К	4	0,85	9,208	10,307

Остальные ответвления типа 3-3\* рассчитываются аналогично.



### 7.3 Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения низкого давления

Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения низкого давления аналогичен алгоритму расчета для сетей среднего давления, изложенному в пункте 5.3, за исключением некоторых моментов, представленных ниже.

1) Значения начальных  $P_H$  и конечных  $P_K$  давлений подставляются в формулы в Па.

2) Значение коэффициента  $A$  определяется по формуле:

$$A = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} = 626 \quad (7.2)$$

3) Потери давления на преодоление сил трения в газопроводах сети низкого давления определяются по формуле:

$$P_H - P_K = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho \cdot l = 626 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho \cdot l \quad (7.3)$$

Следовательно, конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_K = P_H - 626 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho \cdot l \quad (7.4)$$

4) Фактическое давление в конце основного направления и ответвлений – у потребителей газа, полученное в результате расчетов, должно быть больше или равно требуемому конечному давлению, а также необходимо, чтобы выполнялось условие:

$$H = \frac{\Delta P_{OCH} - \Delta P_{OTB}}{\Delta P_{OCH}} \cdot 100\% \leq \pm 10\%$$

где  $\Delta P_{OCH}$  – суммарные потери давления на участках основного направления, МПа;

$\Delta P_{OTB}$  – суммарные потери давления на участках ответвления, МПа.

### 7.4 Гидравлический расчет сетей газоснабжения низкого давления

Расчетная схема изображена на рисунке 7.1.

Основное направление начинается от ГРПШ с давлением:

$$P_H = \Delta P_{низ.дав} + \Delta P_{внутридом.} + \Delta P_{K(П4)} = 1028 + 372 + 2000 = 3400 \text{ Па}$$

до самого удаленного потребителя.

Необходимое минимальное конечное давление у потребителя  $P_K = 2000 + 372 = 2372 \text{ Па}$ .

Рассмотрим пример расчета участка ГРПШ-1 на основном направлении:

1)  $L = 15,8$  м;  $L_p = 1,1 \cdot 15,8 = 17,38$  м;  $\Sigma L = 654,06$  м;  $V = 136,1$  м<sup>3</sup>/ч.

2) Удельные потери давления:

$$\Delta P_{уд} = \frac{3400 - 2372}{654,06} = 1,517 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

3) Расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 136,1^{1,75}}{1,517}} = 10,42 \text{ см}$$

4) Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов. Примем на участке 1-ГРПШ газопровод ПЭ SDR11 с диаметром 125x11,4 мм, следовательно, внутренний диаметр  $d=10,22$  см.

5) Число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{136,1}{10,22 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 32966,6$$

6) Проверяется гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода:

$$32966,6 \cdot \frac{0,0007}{10,22} = 2,26 < 23$$

Условие выполняется.

7) Следовательно, коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{32966,6^{0,25}} = 0,023$$

8) Конечное давление на участке 1-ГРПШ :

$$P_k = 3400 - 626 \cdot 0,023 \cdot \frac{136,1^2}{10,22^5} \cdot 0,73 \cdot 17,38 = 3369,02 \text{ Па}$$

Расчет остальных участков сети среднего давления производится аналогично и представлен в таблице 7.2.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 7.2 – Гидравлический расчет сетей газоснабжения низкого давления

№ участка	Длина участка, м		ΔРуд, Па/м	Расчетный расход газа V, м³/ч	dр, см	dвн, см	Re	λ	Pн, Па	Pк, Па	ΔP, Па
	по плану, L	расчетная, Lр									
Расчет основного направления ГРП-1-2-15-...-21-26-...-29-33-36-...-39-...-43											
ГРП-1	15,8	17,38	1,5717	136,1	10,42	10,22	32966,6	0,023	3400	3369,02	30,98
1-2	19,8	21,78	1,5717	96,7	9,19	9	26598,1	0,025	3369,02	3329,97	39,05
2-15	24,8	27,28	1,5717	67,1	8,04	9	18456,4	0,027	3329,97	3304,17	25,80
15-16	49,6	54,56	1,5717	64,6	7,92	9	17768,8	0,027	3304,17	3255,88	48,29
16-17	7,8	8,58	1,5717	62,1	7,81	7,36	20887,2	0,026	3255,88	3237,45	18,43
17-18	29	31,9	1,5717	59,6	7,69	7,36	20046,4	0,027	3237,45	3173,69	63,76
18-19	36	39,6	1,5717	57,2	7,58	7,36	19239,1	0,027	3173,69	3100,04	73,65
19-20	4	4,4	1,5717	54,7	7,45	7,36	18398,3	0,027	3100,04	3092,47	7,57
20-21	16,6	18,26	1,5717	52,2	7,33	7,36	17557,4	0,027	3092,47	3063,53	28,94
21-26	119	130,9	1,5717	42,3	6,78	7,36	14227,5	0,029	3063,53	2919,95	143,58
26-27	1,4	1,54	1,5717	39,8	6,63	6,14	16046,6	0,028	2919,95	2916,36	3,59
27-28	58,2	64,02	1,5717	37,4	6,48	6,14	15078,9	0,029	2916,26	2782,37	133,89
28-29	16,4	18,04	1,5717	34,9	6,32	6,14	14071,0	0,029	2782,37	2748,94	33,43
29-33	13,2	14,52	1,5717	27,5	5,79	6,14	11087,4	0,031	2748,94	2731,21	17,73
33-36	7,2	7,92	1,5717	22,5	5,38	5,14	10836,4	0,031	2731,21	2715,37	15,84
36-37	59	64,9	1,5717	20,1	5,16	5,14	9680,6	0,032	2715,37	2608,84	106,53
37-38	4,6	5,06	1,5717	17,6	4,91	5,14	8476,5	0,033	2608,84	2602,26	6,58
38-39	22,4	24,64	1,5717	15,1	4,64	4,08	9161,9	0,032	2602,26	2528,82	73,44
39-40	18	19,8	1,5717	10,3	4,04	4,08	6249,5	0,036	2528,82	2498,61	30,21
40-41	30,6	33,66	1,5717	8	3,68	4,08	4854,0	0,038	2498,61	2465,60	33,01
41-42	27,2	29,92	1,5717	5,6	3,23	3,26	4252,4	0,039	2465,60	2419,97	45,63
42-43	14	15,4	1,5717	3,1	2,60	3,26	2354,0	0,033	2419,97	2413,88	6,09
	ΣL=	654,06								Σ	986,02
Расчет отвлечения 2-3-...-14											
2-3	92,6	101,86	2,802	29,9	5,29	5,14	14400,4	0,029	3329,97	2994,95	335,02
3-4	27,2	29,92	2,802	27,5	5,13	5,14	13244,5	0,029	2994,95	2909,95	85,00
4-5	25,2	27,72	2,802	25	4,95	5,14	12040,5	0,030	2909,95	2843,30	66,65
5-6	4,4	4,84	2,802	22,5	4,76	5,14	10836,4	0,031	2843,30	2833,62	9,68
6-7	18,8	20,68	2,802	20,1	4,57	4,08	12195,6	0,030	2833,62	2731,94	101,68
7-8	25	27,5	2,802	17,6	4,35	4,08	10678,7	0,031	2731,94	2624,77	107,17
8-9	3,8	4,18	2,802	15,1	4,11	4,08	9161,9	0,032	2624,77	2612,31	12,46
9-10	23,8	26,18	2,802	12,6	3,85	4,08	7645,0	0,034	2612,31	2555,46	56,85
10-11	11	12,1	2,802	10,3	3,57	4,08	6249,5	0,036	2555,46	2537,00	18,46
11-12	27,6	30,36	2,802	8	3,26	3,26	6074,9	0,036	2537,00	2450,57	86,43
12-13	34,2	37,62	2,802	5,6	2,86	3,26	4252,4	0,039	2450,07	2392,70	57,37
13-14	17,2	18,92	2,802	3,1	2,30	3,26	2354,0	0,033	2392,70	2385,21	7,49
	ΣL=	341,88								Σ	944,25
$H = ((\Delta P_{2-43} - \Delta P_{2-14}) / \Delta P_{2-43}) \cdot 100\% = ((915,99 - 944,25) / 915,99) \cdot 100\% = 3,08\% < 10\%$											

Продолжение таблицы 7.2

№ участка	Длина участка, м		ΔРуд, Па/м	Расчетный расход газа V, м³/ч	dр, см	dвн, см	Re	λ	Pн, Па	Pк, Па	ΔP, Па
	по плану, L	расчетная, Lр									
Расчет ответвления 1-46-...-59											
1-46	10,4	11,44	1,500	42,3	6,85	7,36	14227,5	0,029	3369,02	3356,47	12,55
46-47	31,4	34,54	1,500	39,8	6,70	7,36	13386,7	0,029	3356,47	3322,42	34,05
47-48	24,4	26,84	1,500	37,4	6,55	6,14	15078,9	0,029	3322,42	3266,29	56,13
48-49	38,8	42,68	1,500	34,9	6,38	6,14	14071,0	0,029	3266,29	3187,21	79,08
49-50	47,2	51,92	1,500	32,4	6,21	6,14	13063,0	0,030	3187,21	3102,74	84,47
50-51	49,2	54,12	1,500	29,9	6,03	6,14	12055,1	0,030	3102,74	3026,23	76,51
51-52	51,4	56,54	1,500	27,5	5,85	6,14	11087,4	0,031	3026,23	2957,19	69,04
52-53	26,2	28,82	1,500	25	5,65	5,14	12040,5	0,030	2957,19	2887,89	69,30
53-54	67,8	74,58	1,500	15,1	4,69	5,14	7272,5	0,034	2887,89	2813,68	74,21
54-55	29,6	32,56	1,500	12,6	4,39	4,08	7645,0	0,034	2813,68	2742,98	70,70
55-56	60,4	66,44	1,500	10,3	4,08	4,08	6249,5	0,036	2742,98	2641,59	101,39
56-57	25	27,5	1,500	8	3,71	4,08	4854,0	0,038	2641,59	2614,62	26,97
57-58	55,2	60,72	1,500	5,6	3,26	3,26	4252,4	0,039	2614,62	2522,02	92,60
58-59	87,4	96,14	1,500	3,1	2,62	3,26	2354,0	0,033	2522,02	2483,98	38,04
	ΣL=	664,84									Σ 885,03
$H = ((\Delta P_{1-43} - \Delta P_{1-59}) / \Delta P_{1-43}) \cdot 100\% = ((955,05 - 885,03) / 955,04) \cdot 100\% = 7,3\% < 10\%$											
Расчет ответвления 53-60-61-62-63											
53-60	18,6	20,46	6,091	8	2,77	3,26	6074,9	0,036	2887,89	2829,65	58,24
60-61	38	41,8	6,091	5,6	2,43	3,26	4252,4	0,039	2829,65	2765,91	63,74
61-62	20,4	22,44	6,091	3,1	1,95	2,04	3761,8	0,039	2765,91	2657,76	108,15
	ΣL=	84,7									Σ 230,14
$H = ((\Delta P_{53-59} - \Delta P_{53-62}) / \Delta P_{53-59}) \cdot 100\% = ((417,95 - 230,14) / 417,95) \cdot 100\% = 44,9\% > 10\%$											
Необходима установка дополнительного местного сопротивления											
Расчет ответвления 39-44-45											
39-44	28,6	31,46	3,154	5,6	2,79	3,26	4252,4	0,039	2528,82	2480,84	47,98
44-45	16,6	18,26	3,154	3,1	2,24	2,04	3761,8	0,039	2480,84	2392,83	88,01
	ΣL=	49,72									Σ 135,98
$H = ((\Delta P_{39-43} - \Delta P_{39-45}) / \Delta P_{39-43}) \cdot 100\% = ((114,84 - 135,98) / 114,84) \cdot 100\% = 18,4\% > 10\%$											
Необходима установка дополнительного местного сопротивления											
Расчет ответвления 33-34-35											
33-34	20,6	22,66	4,510	5,6	2,59	3,26	4252,4	0,039	2731,21	2696,65	34,56
34-35	51,8	56,98	4,510	3,1	2,08	2,04	3761,8	0,039	2696,65	2422,03	274,62
	ΣL=	79,64									Σ 309,18
$H = ((\Delta P_{33-43} - \Delta P_{33-35}) / \Delta P_{33-43}) \cdot 100\% = ((317,23 - 309,18) / 317,23) \cdot 100\% = 2,5\% < 10\%$											
Расчет ответвления 29-30-31-32											
29-30	49	53,9	4,349	8	2,97	3,26	6074,9	0,036	2748,94	2595,50	153,44
30-31	26	28,6	4,349	5,6	2,61	3,26	4252,4	0,039	2595,50	2551,89	43,61
31-32	3,8	4,18	4,349	3,1	2,10	2,04	3761,8	0,039	2551,89	2531,74	20,15
	ΣL=	86,68									Σ 217,20
$H = ((\Delta P_{29-43} - \Delta P_{29-32}) / \Delta P_{29-43}) \cdot 100\% = ((334,96 - 217,2) / 334,96) \cdot 100\% = 35,1\% > 10\%$											
Необходима установка дополнительного местного сопротивления											

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

08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР

Лист

45

### Окончание таблицы 7.2

№ участка	Длина участка, м		$\Delta P_{уд}$ , Па/м	Расчетный расход газа $V, \text{м}^3/\text{ч}$	$d_p$ , см	$d_{вн}$ , см	Re	$\lambda$	$P_n$ , Па	$P_k$ , Па	$\Delta P$ , Па
	по плану, L	расчетная, $L_p$									
Расчет отвода 21-22-23-24											
21-22	17,6	19,36	7,667	10,3	2,89	3,26	7821,4	0,034	3063,53	2977,77	85,76
22-23	7,2	7,92	7,667	8	2,64	2,6	7617,0	0,034	2977,77	2911,74	66,03
23-24	48,8	53,68	7,667	5,6	2,31	2,6	5331,9	0,037	2911,74	2672,00	239,74
24-25	8,4	9,24	7,667	3,1	1,86	2,04	3761,8	0,039	2672,00	2627,47	44,53
	$\Sigma L =$	90,2									$\Sigma$ 436,06
$H = ((\Delta P_{21-43} - \Delta P_{21-25}) / \Delta P_{21-43}) \cdot 100\% = ((649,55 - 436,06) / 649,55) \cdot 100\% = 32,8\% > 10\%$											
Необходима установка дополнительного местного сопротивления											
Расчет отвода 3-3*											
3-3*	12	13,2	51,913	3,1	1,25	2,04	3761,8	0,039	2994,95	2931,33	63,62
$H = ((\Delta P_{3-14} - \Delta P_{3-3*}) / \Delta P_{3-14}) \cdot 100\% = ((510,96 - 63,62) / 510,96) \cdot 100\% = 87,5\% > 10\%$											
Необходима установка дополнительного местного сопротивления											

Участки типа 3-3\* рассчитываются аналогично и требуют установки дополнительных местных сопротивлений.

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

### 8.1 Конструирование сети газопровода котельной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая котельная, обслуживающая общественные здания. Котельная представляет собой сооружение, в котором осуществляется нагрев теплоносителя для обеспечения теплом зданий. Теплообмен происходит за счет распределения тепла по системам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Котельные соединяются с потребителями при помощи теплотрассы.

Согласно [6, п.5] ввод газопровода в котельную выполняется через стену здания котельной в футляре, представляющим собой часть трубы большего диаметра, чем газопровод. Футляр необходим для защиты газопровода от повреждений при незначительных деформациях стены.

Внутренние газовые трубы котельной выполнены из стали, трубы соединены неразъемно, сварными швами. Разъемные соединения выполнены в местах присоединения газоиспользующего оборудования, технических устройств, на газопроводах обвязки газоиспользующего оборудования, в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, регулятора давления и других приборов.

Газоснабжение котельной предусмотрено от наружного газопровода среднего давления диаметром 32x3 мм (см. пункт 5.4). На входе в котельную устанавливается отключающее устройство для прекращения подачи газа в котельную в случае аварии или ремонта. Кроме того на газопроводе котельной устанавливается термозапорный клапан КТЗ, предназначенный для автоматического отключения газа в случае пожара (80-100°C), электромагнитный клапан, газовый фильтр и ротационный счетчик для коммерческого учета потребления газа.

В котельной расположены три напольных газовых двухконтурных котла Kiturami KSG-50 с номинальной тепловой мощностью  $Q_k = 58$  кВт каждый, работающих двухступенчатой газовой горелкой Weishaupt WG10 N/1-D. Присоединительный патрубок котлов диаметром 26,8x2,8 мм. Котлы работают на низком давлении, следовательно требуется установка ГРУ для снижения давления со среднего на низкое.

Котлы оснащены автоматическим управлением и автоматикой безопасности, которая обеспечивает отключение газа при погасании пламени горелки, понижение или повышение давления газа в сети при

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

отсутствии тяги, прерывании электропитания и нарушении вентиляции. Сигнализаторы загазованности устанавливаются в помещении котельной для контроля за превышением предельно допустимых концентраций окиси углерода или метана. Дымовые газы из котлов выводятся через металлические газоходы от каждого котла и дымовую трубу.

Газопроводы прокладываются открыто и крепятся к стенам с помощью опор и подвесов. При проходе через стены газопровод заключается в футляры.

Продувка газопровода котельной осуществляется через продувочные газопроводы в атмосферу. Продувочные свечи оборудованы запорными кранами и штуцером для отбора проб с краном. Продувочные газопроводы выводятся на 1 м. выше крыши и заземляются. Продукты сгорания удаляются из котла через индивидуальную дымовую трубу.

За отметку 0,000 принята отметка чистого пола котельной. Котельная должна быть оборудована средствами пожаротушения в соответствии с нормами на противопожарное оборудование и инвентарь, установленными "Правилами пожарной безопасности". Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию производить в соответствии с требованиями [6].

Схема котельной представлена на рисунке 8.1.

Вентиляция котельной обеспечивает трёхкратный воздухообмен и подачу воздуха на горение.

Работа котельных установок должна быть надёжной, экономичной и безопасной для обслуживающего персонала.

Капитальный ремонт котлов производится через каждые два-три года. Котел периодически подвергается техническому освидетельствованию по трем видам:

- наружный осмотр (не реже одного раза в год);
- внутренний осмотр (не реже одного раза в четыре года);
- гидравлическое испытание (не реже одного раза в восемь лет).

Следует предусматривать меры по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, защиту от замерзания трубопроводов и арматуры, а также меры по защите окружающей среды от загрязнения и защите от шума.

Котельная работает в автоматическом режиме без присутствия обслуживающего персонала, который использует дистанционный контроль работы.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Погодозависимые компенсаторы обеспечивают постоянную температуру подачи горячей воды и тепла в соответствии с наружной температурой воздуха и внутренней температурой отапливаемых помещений.

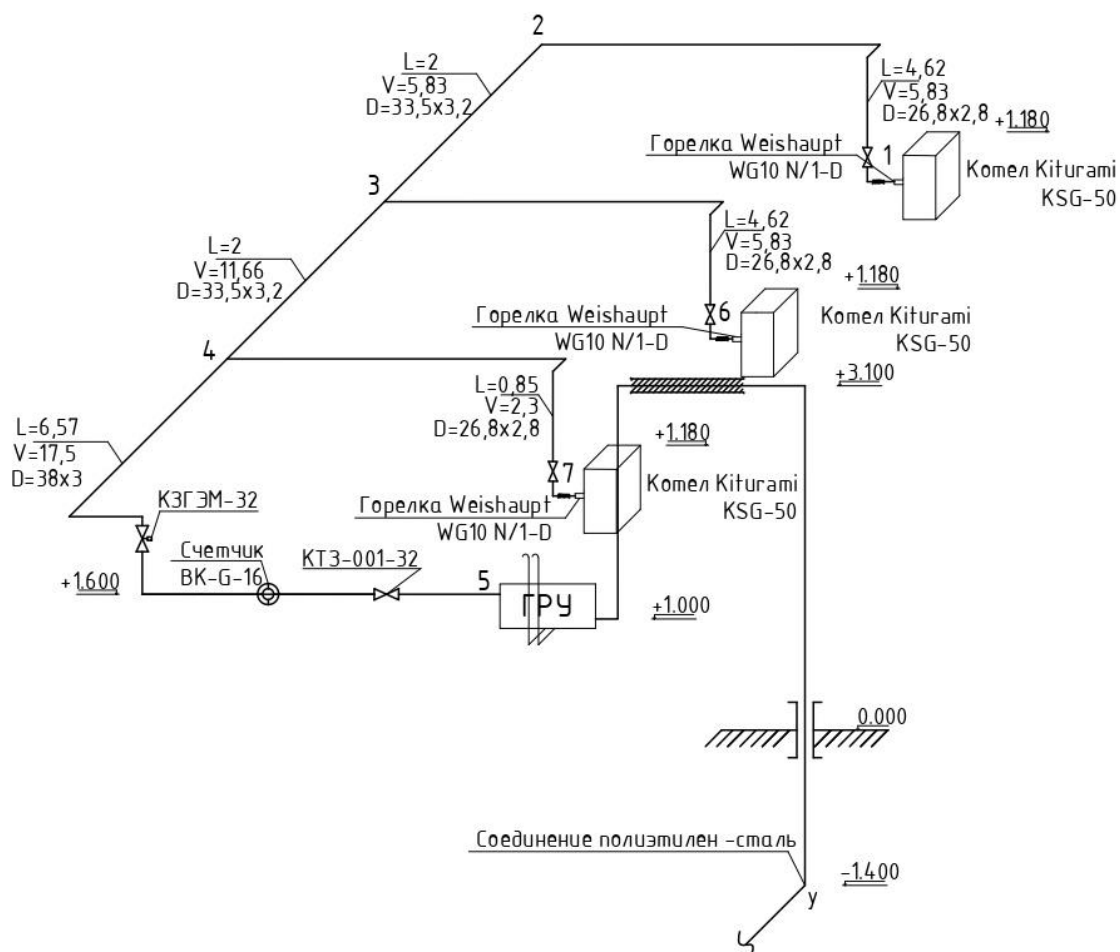


Рисунок 8.1 – Расчетная схема внутреннего газопровода котельной

## 8.2 Расчет внутреннего газопровода котельной

Расчет внутреннего газопровода котельной производится по методике, описанной в пункте 6.3.

В качестве примера выполним расчет участка 1-2 основного направления внутреннего газопровода котельной.

- 1)  $L = 4,62$  м,  $\alpha = 300\%$
- 2) Расчетная длина участка:

$$L_p = 4,62 \cdot \left(1 + \frac{300}{100}\right) = 18,48 \text{ м}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР

Лист

49



3) Средние удельные потери давления для основного направления:

$$h_{\text{ср}} = \frac{600}{34,67} = 17,31 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4) По найденным значениям  $V = 5,83 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{\text{ср}} = 17,31 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d = 33,5 \times 3,2 \text{ мм}$  и  $h_{\text{д}} = 4,5 \text{ Па/м}$ .

5) Действительное сопротивление участка:

$$4,5 \cdot 18,48 = 83,16 \text{ Па}$$

6) Гидростатическое давление участка:

$$H_{\text{г}} = 1,12 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 6,186 \text{ Па}$$

7) Сопротивление участка с учетом гидростатического давления, а также с учетом местного сопротивления шарового крана КШ-25  $\Delta P_{\text{шк}} = 5 \text{ Па}$ :

$$\Delta P_{\text{д}} = (4,5 \cdot 18,48 + 6,186) + 5 = 94,35 \text{ Па}$$

Остальные участки сети внутреннего газопровода котельной рассчитываются аналогично. Расчет сведен в таблицу 8.1.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 8.1 – Гидравлический расчет внутреннего газопровода котельной

№ Участка	Расчётный расход газа, V, м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчётная длина, Lp, м	Средние удельные потери давления, h <sub>ср</sub> , Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, h <sub>д</sub> , Па/м	Сопротивление участка, h <sub>д</sub> · Lp, Па	Гидростатическое давление Нг, Па	Падение давления, h <sub>д</sub> · Lp +/- Нг, Па
Расчет основного направления 1-2-3-4-5										
1-2	5,83	4,62	300	18,48	$h_{д}=600/34,6$ $7=17,31$	26,8x2,8	14,7	271,66	6,186	277,842
Местные сопротивления на участке 1-2										Потери давления, Па
Кран шаровый КШ-25										5
2-3	5,83	2	25	2,5	17,31	33,5x3,2	4,5	11,25	0	11,25
3-4	11,66	2	25	2,5	17,31	33,5x3,2	14,1	35,25	0	35,25
4-5	17,5	5,87	25	7,34	17,31	38x3	14,2	104,19	0	104,19
		0,7	450	3,85	17,31	38x3	14,2	54,67	3,866	50,804
			$\Sigma Lp =$	34,67						
№	Местные сопротивления на участке 4-5									Потери давления, Па
1	Клапан термозапорный КТЗ-001-32									20
2	Клапан электромагнитный КЗГЭМ-32									20
3	Счетчик газа ВК-G-16									75
									$\Sigma \Delta P =$	599,336
Расчет ответвления 3-6										
3-6	5,83	4,62	300	18,48	$h_{д}=(277,84+$ $5+11,25)/18,$ $48=5,71$	26,8x2,8	14,7	271,66	6,186	277,842
Местные сопротивления на участке 1-2										Потери давления, Па
Кран шаровый КШ-25										5
$H=((294,09-282,84)/294,09)*100\%=3,8\% < 10\%$										

Окончание таблицы 8.1

№ Участка	Расчётный расход газа, V, м3/ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчётная длина, Lp, м	Средние удельные потери давления, hср, Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери	Сопротивление участка, hд·Lp, Па	Гидростатическое давление Нг, Па	Падение давления, hд·Lp +/- Нг, Па
Расчет ответвления 4-7										
4-7	5,83	4,62	300	18,48	$h_{д} = (277,842 + 5 + 11,25 + 35,25) / 18,48 = 17,82$	26,8x2,8	14,7	271,66	6,186	277,842
Местные сопротивления на участке 1-2										Потери давления, Па
Кран шаровый КШ-25										5
$H = ((326,34 - 282,84) / 326,34) * 100\% = 13,3\% > 10\%$										
Необходима установка дополнительного местного сопротивления										

### 8.3 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания

#### 8.3.1 Определение теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

При сжигании сухого газообразного топлива расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания  $\text{нм}^3/\text{м}^3$  газа, основан на процентом составе входящих в него компонентов (см. табл. 2.2).

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

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + \Sigma(m + \frac{n}{4}) \cdot C_m H_n - O_2) \quad (8.1)$$

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot \left( \left(1 + \frac{4}{4}\right) \cdot 97,64 + \left(2 + \frac{6}{4}\right) \cdot 1,32 + \left(3 + \frac{8}{4}\right) \cdot 0,01 - 0 \right) = 9,518 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива:

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

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + \frac{N^P}{100} \quad (8.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,518 + \frac{0,73}{100} = 7,526 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

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

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m \cdot C_m H_n) \quad (8.3)$$

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

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

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \Sigma \frac{n}{2} \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d) + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (8.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left( \frac{4}{2} \cdot 97,64 + \frac{6}{2} \cdot 1,32 + \frac{8}{2} \cdot 0,01 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,0161 \cdot 9,518$$

$$= 2,158 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

4) Объем дымовых газов,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , определяется по формуле:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (8.5)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 7,526 + 1,006 + 2,158 = 10,691 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

### 8.3.2 Определение коэффициента избытка воздуха в характерных сечениях газового тракта

Для расчета действительных объемов продуктов горения па газоходам агрегата, прежде всего, выбирают коэффициент избытка воздуха в верхней части  $\alpha_T$  топки и всасывания воздуха на отдельных поверхностях нагрева  $\Delta\alpha$ . Коэффициент избытка воздуха  $\alpha_T$  должен обеспечивать практически полное сгорание топлива, он выбирается в зависимости от типа топочного устройства и типа сжигаемого топлива, значения приведены в [11, табл. 3.1].

Для топок, сжигающих газовое топливо:

$$\alpha'_T = 1,1$$

В топках, работающих под наддувом, присосы воздуха исключены:

$$\Delta\alpha_T = 0$$

На выходе из топки:

$$\alpha''_T = \alpha'_T + \Delta\alpha_T = 1,1 + 0 = 1,1$$

Для кипятильного пучка:

$$\alpha''_T = \alpha'_{\text{к.п.}} = 1,1$$

Присос воздуха для кипятильного пучка:  $\Delta\alpha_{\text{к.п.}} = 0,1$

$$\alpha''_{\text{к.п.}} = \alpha'_{\text{к.п.}} + \Delta\alpha_{\text{к.п.}} = 1,1 + 0,1 = 1,2$$

Для топки средний коэффициент избытка воздуха определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{ср.т.}} = \frac{\alpha'_{\text{т.}} + \alpha''_{\text{т.}}}{2} \quad (8.6)$$

$$\alpha_{\text{ср.т.}} = \frac{1,1 + 1,1}{2} = 1,1$$

Для кипятильного пучка средний коэффициент избытка воздуха определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{ср.к.п.}} = \frac{\alpha'_{\text{к.п.}} + \alpha''_{\text{к.п.}}}{2} \quad (8.7)$$

$$\alpha_{\text{ср.к.п.}} = \frac{1,1 + 1,2}{2} = 1,15$$

Результаты расчета сведены в таблицу 8.2

Таблица 8.2 – Коэффициенты избытка воздуха

Элемент котла	$\alpha'$	$\Delta\alpha$	$\alpha''$	$\alpha_{\text{ср}}$
Топка	1,1	0	1,1	1,1
Кипятильный пучок	1,1	0,1	1,2	1,15

### 8.3.3 Определение действительных объемов продуктов сгорания

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

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (8.8)$$

Действительный воздуха,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ , определяется по формуле:

$$V_{\text{B}} = V_{\text{B}}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (8.9)$$

Действительный объем продуктов сгорания,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , определяется по формуле:

$$V_{\text{T}} = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (8.10)$$

Объемные доли трехатомных газов определяются по формуле:

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}^0}{V_{\text{T}}} \quad (8.11)$$

Объемные доли водяных паров определяются по формуле:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{T}}} \quad (8.12)$$

Суммарная доля трехатомных газов определяется по формуле:

$$r_{\text{п}} = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}} \quad (8.13)$$

**Пример расчета для топки:**

Действительный объем водяных паров:

$$V_{H_2O} = 2,158 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,518 = 2,174 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Действительный объем воздуха:

$$V_B = 9,518 + (1,1 - 1) \cdot 9,518 = 10,469 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Действительный объем продуктов сгорания:

$$V_r = 1,006 + 7,592 + 2,174 + (1,1 - 1) \cdot 9,518 = 11,658 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Объемные доли трехатомных газов:

$$r_{RO_2} = \frac{1,006}{11,658} = 0,086$$

Объемные доли водяных паров:

$$r_{H_2O} = \frac{2,174}{11,658} = 0,186$$

Суммарная доля трехатомных газов:

$$r_{\Pi} = 0,086 + 0,186 = 0,273$$

Остальные расчеты выполняются аналогично. Результаты сведены в таблицу 8.3

Таблица 8.3 – Объемы продуктов сгорания и объемные доли трехатомных газов

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Элемент нагрева котла	
			Топка	Кипятильный пучок
Коэффициент избытка воздуха на входе в элемент	$\alpha'$	-	1,1	1,1
Присос воздуха	$\Delta\alpha$	-	0	0,1
Коэффициент избытка воздуха на выходе из элемента	$\alpha''$	-	1,1	1,2
Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{ср}$	-	1,1	1,15
Действительный объем воздуха	$V_B$	нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	10,469	10,945
Действительный объем водяных паров	$V_{H_2O}$	нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2,174	2,181
Действительный объем дымовых газов	$V_{Г}$	нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,658	12,118
Объемные доли трехатомных газов	$\Gamma_{RO_2}$	-	0,086	0,083
Объемная доля водяных паров	$\Gamma_{H_2O}$	-	0,186	0,18
Суммарная доля трехатомных газов	$\Gamma_{П}$	-	0,273	0,263

#### 8.4 Расчет дымовой трубы

Методика данного расчета изложена в [14].

Исходные данные:

Температура дымовых газов на входе в дымовую трубу –  $\vartheta_{yx} = 130$  °С;

Скорость дымовых газов на выходе из устьев –  $w_0 = 10 \frac{м}{с}$ ;

Расход топлива –  $V_p = 6,33 \frac{м^3}{ч} = 0,0017 \frac{м^3}{с}$ ;

Температура наружного воздуха –  $t_n = 32$  °С;

Низшая теплота сгорания топлива –  $Q_n^p = 35,77 \frac{МДж}{м^3}$ ;

Фактическая производительность котла определяется по формуле:

$$Q_{\phi} = Q_n \cdot \eta \quad (8.14)$$

$$Q_{\phi} = 58 \cdot 0,929 = 53,8 \text{ кВт}$$

Номинальная производительность котла принимается по техническому паспорту котла –  $Q_n = 58$  кВт.

Расчет высоты дымовой трубы будем производить для рассеивания самого вредного вещества оксида азота  $NO_2$ .

1. Количество  $NO_2$  с уходящими газами определяется по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B_p \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 r) \cdot \beta_3 \quad (8.15)$$

где  $\beta_1$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота, качество сжигаемого топлива и способ шлака удаления, так как топливо имеет хорошее качество подготовки  $\beta_1 = 1$ ;

$\beta_2$  – коэффициент, характеризующий воздействие рециркуляции газов в зависимости от условий подачи их в топку, так как дымовые газы не отправляются на догорание  $\beta_2 = 0$ ;

$r$  – степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого топлива,  $r = 0$ ;

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелки и соответствие её режима работы номинальному,  $\beta_3 = 1$ ;

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

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_\phi}{20 + Q_H} \quad (8.15)$$

2. Задаваясь скоростью, находим дымовую трубу определяем диаметр устьев трубы по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot G_\Gamma}{\pi \cdot w_0}} \quad (8.16)$$

где  $G_\Gamma$  – реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы,  $m^3/ч$ , который определяется по формуле:

$$G_\Gamma = V_\Gamma \cdot B_p \cdot \frac{273 + \vartheta_{yx}}{273} \quad (8.17)$$

3. По стандартному диаметру трубы  $D_{ст}$ , определим фактическую скорость на выходе:

$$w_\phi = \frac{4 \cdot G_\Gamma}{\pi \cdot D_{ст}^2} \quad (8.18)$$

4. Дальнейший расчет ведется методом последовательных приближений.

Сначала задается минимальная высота дымовой трубы  $H_{зад}$ .

Затем определяется действительная высота трубы по формуле:

$$H_d = \sqrt[3]{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \sqrt{\frac{1}{G_\Gamma \cdot \Delta T}}} \quad (8.19)$$

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист 57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



где  $A$  – коэффициент температурной стратификации атмосферы для данной местности. Для районов Российской Федерации севернее  $50^\circ$  с.ш.  $A = 160$ ;  
 $F$  – коэффициент, учитывающий оседание частиц в воздухе, для газообразных веществ и мелкодисперсных аэрозолей,  $F = 1$ ;  
 $m, n$  – безразмерные коэффициенты определяются по формулам:

$$m = \frac{1,47}{f^{1/3}}, \text{ если } f \geq 100 \quad (8.20)$$

$$f = \frac{10^3 w_\phi^2 D_{ст}}{(H_1^{зад})^2 \Delta T} \quad (8.21)$$

где  $\Delta T$  – разница температуры дымовых газов и наружного воздуха.

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1f^{0,5} + 0,34f^{1/3}}, \text{ если } f \leq 100 \quad (8.22)$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{G_\Gamma \Delta T}{H^{зад}}} \quad (8.23)$$

Если  $v_m > 2$ , то  $n=1$

$$\text{если } 0,5 \leq v_m \leq 2, \text{ то } n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13v_m + 3,13 \quad (8.24)$$

$$\text{если } v_m < 0,5, \text{ то } n = 4,4 \cdot v_m \quad (8.25)$$

5. Максимальная приземная концентрация вещества определяется по формуле:

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot n \cdot m}{H_\phi^2 \cdot \sqrt[3]{G_\Gamma \cdot \Delta T}} \quad (8.26)$$

где  $H_\phi$  – фактическая высота дымовой трубы, м, определенная методом последовательных приближений при помощи графика.

Максимальная приземная концентрация вредных веществ не должна превышать 10 среднесуточных ПДК.

Предельно допустимые концентрации оксида азота в воздухе:

$$ПДК_{NO_2} = 0,04 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Охлаждение дымовых газов на каждый метр дымовой трубы определяется по формуле:

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$\Delta t = \frac{B'}{\sqrt{\frac{Q_{\phi}}{1000}}} \quad (8.27)$$

где  $B'$  – коэффициент учитывающий тип дымовой трубы, для стальной изолированной трубы  $B' = 0,34$ .

Температура дымовых газов на выходе из дымовой трубы, определяется по формуле:

$$\vartheta''_{yx} = \vartheta'_{yx} - \Delta t \cdot H_{\phi} \quad (8.28)$$

Средняя температура газов в дымовой трубе определяется по формуле:

$$\vartheta_{yx}^{cp} = \frac{\vartheta'_{yx} + \vartheta''_{yx}}{2} \quad (8.29)$$

Пример расчета дымовой трубы для котла Kiturami KSG-50:

1. Выход окислов азота на каждую тонну сжигаемого условного топлива:

$$k = \frac{2,5 \cdot 53,9}{20 + 58} = 1,73$$

Количество  $NO_2$  с уходящими газами:

$$\begin{aligned} M_{NO_2} &= 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1,73 \cdot 0,0017 \cdot 35770 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0) \cdot 1 \\ &= 0,0036 \frac{\Gamma}{c} \end{aligned}$$

2. Диаметр дымовой трубы принимается  $D_{ст} = 125$  мм по техническим характеристикам котла представленному в приложении В.

Реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы:

$$G_r = 12,118 \cdot 0,0017 \cdot \frac{273 + 130}{273} = 0,03 \frac{m^3}{c}$$

3. Фактическая скорость на выходе из дымовой трубы:

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 \cdot 0,125^2} = 2,45 \frac{m}{c}$$

4. Высота дымовой трубы определяется методом последовательных приближений.

5. Задаем высоту трубы  $H_1^{зад} = 3$  м.

Коэффициент  $f$ :

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,45^2 \cdot 0,125}{3^2 \cdot (130 - (-32))} = 0,51 < 100$$

Коэффициент m:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,51^{0,5} + 0,34 \cdot 0,51^{1/3}} = 0,987$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,03 \cdot (130 - (-32))}{3}} = 0,76$$

Так как  $0,5 \leq v_m \leq 2$ , то n:

$$n = 0,532 \cdot 0,76^2 - 2,13 \cdot 0,76 + 3,13 = 1,82$$

Действительная высота трубы:

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,987 \cdot 1,82 \cdot \frac{0,0036}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,03 \cdot (130 - (-32))}}} = 3,9 \text{ м}$$

6. Задаемся высотой трубы  $H_2^{\text{зад}} = 15 \text{ м}$ .

Коэффициент f:

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,45^2 \cdot 0,125}{15^2 \cdot (130 - (-32))} = 0,02 < 100$$

Коэффициент m:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,02^{0,5} + 0,34 \cdot 0,02^{1/3}} = 1,28$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,03 \cdot (130 - (-32))}{15}} = 0,45$$

Так как  $v_m < 0,5$ , то n:

$$n = 4,4 \cdot 0,45 = 1,98$$

Действительная высота трубы:

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,28 \cdot 1,98 \cdot \frac{0,0036}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,03 \cdot (130 - (-32))}}} = 4,64 \text{ м}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР

Лист

60

7. Построим эти точки в координатной плоскости и найдем фактическую высоту дымовой трубы:

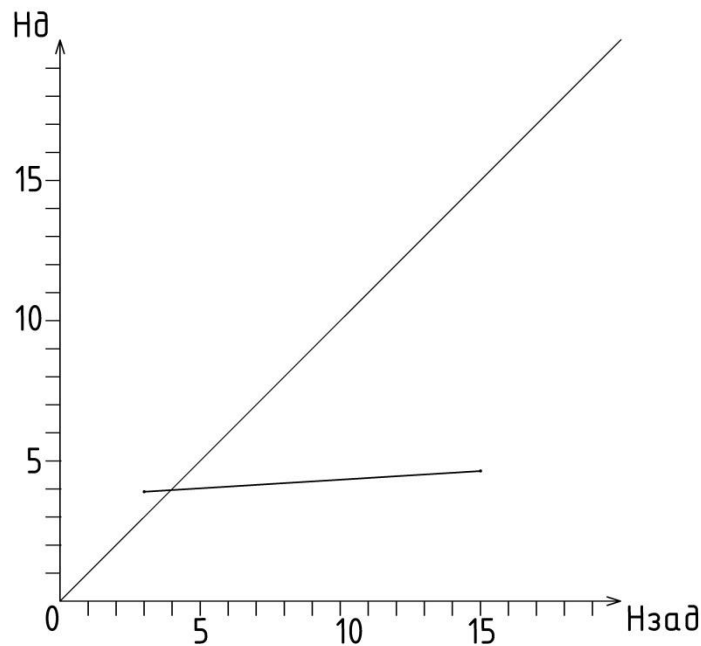


Рисунок 8.2 – Фактическая высота дымовой трубы

Фактическая высота дымовой трубы  $H_f = 4$  м.

Максимальная приземная концентрация вещества:

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,0036 \cdot 1 \cdot 1,91 \cdot 1,05}{4^2 \cdot \sqrt[3]{0,03 \cdot (130 - (-32))}} = 0,042 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ не превышает десяти среднесуточных  $10 \cdot \text{ПДК}_{NO_2} = 0,4 \text{ мг/м}^3$ , следовательно, труба высотой 4м удовлетворяет условиям экологической безопасности.

Охлаждение дымовых газов на каждый метр дымовой трубы:

$$\Delta t = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{53,9}{1000}}} = 1,46 \frac{\text{°C}}{\text{м}}$$

Температура уходящих дымовых газов на выходе из дымовой трубы:

$$\vartheta''_{yx} = 130 - 1,46 \cdot 4 = 124,16 \text{ °C}$$

Средняя температура газов в дымовой трубе:

$$\vartheta_{yx}^{\text{ср}} = \frac{130 + 124,16}{2} = 127,1 \text{ °C}$$

## 8.5 Организация тяги

Величина самотяги, создаваемая дымовой трубой определяется по формуле:

$$h_c = H_{\phi} \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{дг}}) \quad (8.30)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{дг}}$  – плотность дымовых газов, кг/м<sup>3</sup>;

Плотность воздуха определяется по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}^{\text{ну}} \cdot \frac{273}{273 + t_{\text{л}}} \quad (8.31)$$

где  $\rho_{\text{в}}^{\text{ну}}$  – плотность воздуха при нормальных условиях,  $\rho_{\text{в}}^{\text{ну}} = 1,293$  кг/м<sup>3</sup>;

$t_{\text{л}}$  – температура наружного воздуха в летний период,  $t_{\text{л}} = 26$  °С.

Плотность дымовых газов определяется по формуле:

$$\rho_{\text{дг}} = \rho_{\text{дг}}^{\text{ну}} \cdot \frac{273}{273 + \vartheta_{\text{ух}}^{\text{ср}}} \quad (8.32)$$

Потери давления на трение в дымовой трубе определяются по формуле:

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мест}} \quad (8.33)$$

где  $\Delta h_{\text{тр}}$  – потери давления на трение по длине, Па;

$\Delta h_{\text{мест}}$  – потери давления в местных сопротивлениях, Па.

Потери давления по длине определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot l \cdot w_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2 \cdot D_{\text{ст}}} \quad (8.34)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения, для стали равен 0,02;

$l$  – длина участка от котла до верха дымовой трубы, м.

Потери давления в местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{\Sigma \xi \cdot w_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2} \quad (8.35)$$

где  $\Sigma \xi$  – сумма коэффициентов местного сопротивления на участке, Па;

Пример расчета самотяги, создаваемой дымовой трубой.

Плотность воздуха:

$$\rho_{\text{в}} = 1,293 \cdot \frac{273}{273 + 26} = 1,18 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Плотность дымовых газов:

$$\rho_{\text{дг}} = 1,26 \cdot \frac{273}{273 + 127,1} = 0,86 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Величина самотяги:

$$h_c = 4 \cdot 9,81 \cdot (1,18 - 0,86) = 12,55 \text{ Па}$$

Длина участка от котла до верха дымовой трубы:  $l = 3,595 + 4 = 7,595 \text{ м}$ .

Потери давления по длине:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 7,595 \cdot 2,45^2 \cdot 0,86}{2 \cdot 0,125} = 3,14 \text{ Па}$$

Местные сопротивления на участке представлены в таблице 8.4

Таблица 8.4 – Местные сопротивления дымовой трубы

Местное сопротивление	Количество, шт	$\xi$
Отвод под углом 90°	2	2,4
Шибер	1	0,1
Потери на выходе из трубы	1	1
	$\Sigma \xi = 3,5$	

Потери давления в местных сопротивлениях:

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{3,5 \cdot 2,45^2 \cdot 0,86}{2} = 9 \text{ Па}$$

Потери давления на трение в дымовой трубе:

$$\Delta h = 3,14 + 9 = 12,14 \text{ Па}$$

$h_c = 12,55 \text{ Па} > \Delta h = 12,14 \text{ Па}$ , следовательно, установка дымососа не требуется.

## **9 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ШКАФНОГО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА**

### **9.1 Оборудование пунктов редуцирования газа**

Газорегуляторный пункт предназначен для снижения давления газа со среднего до низкого и поддержания конечного давления на выходе.

В состав оборудования ГРПШ входят:

1. Регулятор давления, понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне независимо от изменения расхода и колебания давления газа до регулятора;
2. Предохранительно-запорный клапан для прекращения подачи газа потребителям в случае недопустимого повышения или понижения давления газа после регулятора давления;
3. Фильтр, для очистки газа от механических примесей и пыли;
4. Предохранительно-сбросной клапан, для выброса в атмосферу части газа при небольшом повышении давления на выходе из ГРПШ.

Требуемое количество линий редуцирования определяется исходя из требуемой пропускной способности, давления газа на выходе и назначения пункта редуцирования газа в сети газораспределения. Чтобы гарантировать непрерывность подачи газа потребителям в ГРПШ и ГРУ, пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, должна предусматриваться резервная линия редуцирования. Состав оборудования резервной линии редуцирования должен быть аналогичен составу рабочей линии. Резервная линия редуцирования может включаться в работу автоматически в случае отказа основной линии.

В ГРПШ и ГРУ должна быть предусмотрена система трубопроводов для продувки газопроводов и выпуска газа от ПСК, который выводится наружу в места, где должны быть обеспечены безопасные условия для его рассеивания. Для ГРПШ и ГРУ должны быть предусмотрены устройства для обеспечения надежности электроснабжения в зависимости от категории объекта, на котором они будут установлены.

### **9.2 Подбор регулятора давления**

Регуляторы давления подбираются в зависимости от проходного сечения, которое обеспечивает максимальный пропуск заданного количества газа.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления приводятся в справочной литературе и каталогах. Основные технические характеристики приведены в таблице Д.1 в приложении Д. Зависимость пропускной способности регулятора давления от входного давления представлена в таблице Д.2 в приложении Д.

По расчётной пропускной способности ГРПШ  $V_p = 136,1 \text{ м}^3/\text{ч}$  подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками.

Если табличные данные не совпадают с расчетными, то пропускную способность регулятора давления определяют по следующим формулам:

- При другой плотности газа:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T}{\sqrt{\rho}} \quad (9.1)$$

- При скорости истечения газа через седло, меньшей критической ( $P_2/P_1 \geq 0,5$ ) и другой плотности газа  $\rho \neq \rho_T$ :

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_2}{\Delta P_T \cdot \rho \cdot P_{2T}}} \quad (9.2)$$

а для  $\rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_2}{\Delta P_T \cdot P_{2T}}} \quad (9.3)$$

- При критической скорости истечения газа через седло ( $P_2/P_1 < 0,5$ ) и другой плотности газа  $\rho \neq \rho_T$ :

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T \cdot P_1}{P_{1T} \cdot \sqrt{\rho}} \quad (9.4)$$

а для  $\rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$

$$V = \frac{V_T \cdot P_1}{P_{1T}} \quad (9.5)$$

где индекс «Т» – табличное значение параметра;

$V$  и  $V_T$  – пропускная способность регулятора давления расчетная и табличная соответственно,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$\rho$  и  $\rho_T$  – плотность газа при нормальных условиях расчетная и табличная соответственно,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\Delta P$  и  $\Delta P_T$  – перепад давления в регуляторе расчетное и табличное соответственно, МПа;

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$P_1$  и  $P_{1T}$  – абсолютное входное давление газа расчетное и табличное соответственно, МПа;

$P_2$  и  $P_{2T}$  – абсолютное выходное давление газа расчетное и табличное соответственно, МПа;

Нормальная работа регулятора давления обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность  $V_{MAX}$  не более 80%, а минимальная  $V_{MIN}$  не менее 10 % от расчётной пропускной способности  $V_p$  при заданных входном и выходном давлениях:

$$0,1V \leq V_p \leq 0,8V \quad (9.6)$$

Подбор регулятора.

Исходные данные для расчета (см. табл.5.2):

$$\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3;$$

$$V_p = 136,1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$P_{1изб} = 0,351 \text{ МПа};$$

$$P_{2изб} = 3,4 \text{ кПа} = 0,0034 \text{ МПа (см. пункт 7.4)}$$

$$P_1 = 0,351 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 0,0034 + 0,1 = 0,1034 \text{ МПа}$$

Проверяется возможность установки регулятора давления РДНК-400 с условным диаметром  $D_y = 50$  мм, для которого пропускная способность составляет  $300 \text{ м}^3/\text{ч}$  при абсолютном давлении  $P_1 = 0,4$  МПа.

Так как  $P_2/P_1 = 0,1034/0,4 = 0,26 < 0,5$  и  $\rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$ , то пропускная способность определяется по формуле:

$$V = \frac{300 \cdot 0,351}{0,4} = 263,25 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Проверим выполняется ли условие (9.6):

$$26,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \leq 136,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \leq 210,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, следовательно, принимаем к установке в ГРПШ регулятор давления РДНК-400 с условным диаметром  $D_y = 50$  мм, для которого пропускная способность составляет  $300 \text{ м}^3/\text{ч}$  при абсолютном давлении  $P_1 = 0,4$  МПа, основные технические характеристики регулятора приведены в приложении Г.

### 9.3 Подбор фильтров

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

Фильтр обеспечивает требуемую степень очистки газа от механических примесей при ограниченных объемах газового потока, при этом обеспечивается определенная пропускная способность фильтра, по которой подбирается фильтр.

С регуляторами давления РДНК применяются газовые фильтры сетчатые.

Фильтры подбирают по пропускной способности согласно данным технической литературы и каталогов. Технические характеристики фильтра представлены в таблице Д.3 в приложении Д. Зависимость пропускной способности фильтра от входного давления представлена в таблице Д.4 в приложении Д.

Если плотность и перепад давлений отличаются от табличных, то пропускную способность определяют по следующей формуле:

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\Delta P_T \cdot \rho \cdot P_{1T}}} \quad (9.7)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления в регуляторе, принимаем 5000 Па.

Подбор фильтра.

Проверяется возможность установки сетчатого фильтра ФГ-25, для которого  $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$  при входном избыточном давлении  $P_{1изб} = 0,3 \text{ МПа}$ .

$$V = 0,855 \cdot 205 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,251}{0,005 \cdot 0,73 \cdot 0,3}} = 187,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} > 136,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, следовательно, принимаем к установке в ГРПШ фильтр ФГ – 25, для которого  $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$  при входном давлении  $P_{1изб} = 0,3 \text{ МПа}$ .

#### 9.4 Выбор предохранительно-запорного клапана

ПЗК срабатывает либо на повышенное, либо на пониженное давление. Предохранительные запорные клапаны типа ПКН и ПКВ поставляются комплектно с соответствующими регуляторами давления газа. Они устанавливаются перед регулятором давления газа после фильтра.

При подборе предохранительно-запорного клапана (ПЗК) следует учитывать тип регулятора давления, так как этим определяются тип и габариты клапана.

ПЗК обычно подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор. ПЗК имеет 2 предела настройки: верхний и нижний, которые настраиваются по выходному давлению в зависимости от превышения, уменьшения.

Верхний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа потребителю, определяется по формуле:

$$P_H^B = 1,15 \cdot P_2 \quad (9.8)$$

Нижний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа потребителю, определяется по формуле:

$$P_H^H = 0,9 \cdot P_2 \quad (9.9)$$

Определим верхний и нижний пределы давления:

$$P_H^B = 1,15 \cdot 0,0034 = 0,00391 \text{ МПа}$$

$$P_H^H = 0,9 \cdot 0,0034 = 0,00306 \text{ МПа}$$

К установке принимается КПЗ-50Н с диапазоном настройки нижнего предела 0,0005–0,03 МПа и верхнего предела 0,0017–0,09 МПа. Технические характеристики приведены в таблице Д.5 в приложении Д.

#### 9.5 Выбор предохранительно-сбросного клапана

Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) подбирается по пропускной способности регулятора давления. Пропускная способность ПСК должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления.

Верхний предел давления, при котором ПСК сбросит в атмосферу излишки газа, определяется по формуле:

$$P_H = 1,1 \cdot P_2 \quad (9.10)$$

$$P_H = 1,1 \cdot 0,0034 = 0,00374 \text{ МПа}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки 0,002 – 0,005 МПа. Технические характеристики приведены в таблице Д.6 в приложении Д.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

## 10 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА

Методика расчета продольного профиля газопровода принята по [12].  
Профили газопровода изображают в виде разверток по осям газопроводов в масштабе:

1. По горизонтали 1:500, по вертикали 1:100.

На продольном профиле газопровода указаны:

1) Поверхность земли  
2) Уровень грунтовых вод  
3) Пересекаемые автомобильные дороги, кюветы, другие подземные и надземные сооружения, влияющие на прокладку проектируемых газопроводов коммуникации с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;

4) Колодцы, эстакады, отдельно стоящие опоры и другие сооружения и конструкции газопроводов в виде упрощенных контурных очертаний наружных габаритов – сплошной тонкой линией;

5) Данные о грунтах;

6) Отметки верха трубы;

7) Глубину траншеи от проектной и фактической поверхности земли;

8) Футляры на газопроводах с указанием диаметров, длин и привязок их к оси дорог, сооружениям, влияющим на прокладку проектируемых газопроводов, или к пикетам;

9) Буровые скважины. Газопроводы диаметром 150 мм и менее допускается изображать одной линией. Отметки дна траншеи под газопровод проставляют в характерных точках.

Глубина заложения газопровода  $H_0$  определяется в зависимости от вида газа, диаметра газопровода, глубины промерзания грунта, геологической структуры грунта и дорожного покрытия.

Оптимальная глубина заложения определяется по формуле:

$$H_0 = 1,4 + d \quad (10.1)$$

где  $d$  – максимальный диаметр внутриквартальной сети с учетом толщины тепловой изоляции газопровода.

При проектировании профиля трассы газопровода следует стремиться к тому, чтобы глубина прокладки газопровода близка к оптимальной. Исходя из профиля местности, вся трасса делится на участки, которые имеют свой уклон дна траншеи.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

В конечных точках этих участков устанавливается оптимальная глубина заложения газопровода.

Отметки дна траншеи в этих точках определяются по формулам:

$$z_{д.тр.н} = z_{з.н} - H_0 \quad (10.2)$$

$$z_{д.тр.к} = z_{з.к} - H_0 \quad (10.3)$$

где  $z_{з.н}$ ,  $z_{д.тр.к}$  – отметки земли в начале и конце расчетного участка соответственно, м.

Уклоны дна траншеи по участкам определяются по формуле:

$$j = \frac{z_{д.тр.н} - z_{д.тр.к}}{l} \cdot 1000 \quad (10.4)$$

где  $l$  – длина рассматриваемого участка, м.

Отметка верха трубы определяется по формуле:

$$z_{з.в.тр.} = z_{д.тр.к} + d_{изол} \quad (10.5)$$

Глубина заложения в промежуточных точках рассчитывается по следующим формулам:

1) отметка дна траншеи в промежуточных точках:

$$z_{д.тр.(n+l)} = z_{д.тр.н} \pm \frac{i \cdot l_n - (n+l)}{1000} \quad (10.6)$$

2) глубина заложения:

$$H_{n+l} = z_{з(n+l)} - z_{д.тр.(n+l)} \quad (10.7)$$

Аналогично рассчитываются все промежуточные точки на каждом участке. При этом глубина заложения во всех точках должна быть не менее  $H_0$ .

Пример расчета участка трассы.

Оптимальная глубина заложения:

$$H_0 = 1,4 + 0,04 = 1,44 \text{ м}$$

Отметки дна траншеи в начальной и конечной точках участка:

$$z_{д.тр.н} = 343,61 - 1,44 = 342,2 \text{ м}$$

$$z_{д.тр.к} = 343,07 - 1,44 = 341,6 \text{ м}$$

Уклоны дна траншеи по участкам:

$$j = \frac{342,2 - 341,6}{10,99} \cdot 1000 = 49$$

Отметка верха трубы:

$$z_{з.в.тр.} = 341,6 + 0,04 = 341,7 \text{ м}$$

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

## 11 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Под автоматизацией понимается комплекс технических и организационных мер, направленных на замену и облегчение труда человека.

В процессе работы значения параметров технологического процесса могут изменяться, вызывая отклонение процесса от нормального режима. Нарушенный режим необходимо восстановить и поддерживать около заданного значения путем воздействия на процесс через органы управления.

Система автоматики представляет собой совокупность различных устройств, необходимых для освобождения человека от непосредственного участия в производственном процессе. Поддержание параметров технологического процесса на заданных значениях выполняет система автоматического регулирования (САР).

Объект регулирования - установка, в которой происходит процесс регулирования. Параметр, который поддерживают постоянным или закономерно изменяющимся - регулируемой величиной.

В данной работе в качестве объекта автоматизации рассматривается ГРПШ. ГРПШ снижает давление природного газа и подаёт его в сеть низкого давления из сети среднего.

Газорегуляторный пункт представляет собой помещение, в котором находится: система газопроводов, оснащенных редуцирующей, предохранительной и запорной газовой арматурой.

Для регистрации и снятия показаний используется система телеметрического контроля «Аксон». На щите можно установить и настроить основные параметры ГРПШ. Кроме того, на щите отображается состояние отдельных элементов: текущее давление до и после ГРПШ, выход давления за границы заданного диапазона, загрязнение фильтров, расход газа.

ГРПШ поселка Неплюевка контролируются с персонального компьютера со специализированным программным обеспечением и шкафа связи, содержащего контроллер I7188 (ICP DAS) и терминалы сотовой связи Siemens MC35i.

Система автоматизации контроля ГРПШ состоит из секторов, каждый из которых включает пункт приема информации (ППИ), и группу объектов контроля.

Обмен информацией между ППИ и ГРПШ производится путем передачи данных по GSM-каналу. Специализированное программное обеспечение ППИ состоит из OPC-сервера KERPServerEx (Kerware

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Technologies) и рабочего проекта, разработанного и выполняющегося в среде Master SCADA.

Функции автоматизации ГРПШ:

- Регистрация входного и выходного давления газа
- Контроль состояния загрязнения фильтров
- Регистрация расхода газа
- Снижение давления газа
- Прекращение подачи газа при выходном значении давления за границы диапазона нормальной работы ГРПШ.

Автоматический контроль:

- Давление на входе и выходе из ГРП осуществляется датчиком давления с электрическим выходным сигналом GW 50 А6 1б(8б);
- Расход газа – счетчиком газа Метран-350 4а(4в);
- За степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления GW 50 А6 1б(8б);
- Во время замены регулятора давления РДКН-400 5б(5г) , чистки фильтра ФГ-25 3а(3б), либо при возникновении аварийных ситуаций газ в ГРП проходит по резервной линии, тогда контроль давления осуществляется датчиками давления GW 50 А6, которые расположены в ней;

Аварийные случаи работы ГРПШ:

1. При превышении выходного давления газа из ГРПШ больше требуемого значения срабатывает ПСК и сбрасывает излишки газа в атмосферу.

2. При повышенном выходном давлении сработал ПСК, выбросив излишки газа, давление упало, но остается выше требуемого выходного значения, тогда срабатывает ПЗК, перекрывая сечение газопровода и прекращая подачу газа через ГРПШ.

3. При входном давлении газа в ГРПШ меньше требуемого значения срабатывает ПЗК и прекращает подачу газа.

ПЗК срабатывает автоматически, но открытие клапана происходит вручную после устранения причины и самой аварии.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73



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, концентрации газа, отключения внешнего питания 220 В и состоянии дверей и исполнительных механизмов.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была разработана сеть газоснабжения среднего и низкого давления для поселка Неплюевка, Карталинского района, Челябинской области.

Для выполнения гидравлического расчета были определены расходы тепла на отопление и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, а так же определены расчетные расходы газа каждым из потребителей по номинальной тепловой мощности газопотребляющего оборудования.

Подобрано газоиспользующее оборудование:

Для жилого дома – двухконтурный газовый котел Вахі Luna-3 240 Fi 25 мощностью  $Q_k = 25$  кВт; газовая четырехконфорочная плита Gorenje GN5111XF мощностью  $q_k = 7,8$  кВт.

Для котельной – три котла Kiturami KSOG-50R с номинальной тепловой мощностью  $Q_k = 58$  кВт каждый.

Далее был выполнен гидравлический расчет: для сетей газоснабжения среднего давления, внутридомового газопровода, распределительных сетей газоснабжения низкого давления, а так же газопровода котельной. При расчете определены оптимальные диаметры, при которых потери давления не превышают допустимых. Выполнен расчет дымовой трубы, в процессе которого убедились, что дымосос не требуется и величины самотяги хватает для удаления продуктов сгорания газа.

Для снижения давления газа со среднего до низкого запроектирован ГРПШ. Так же, исходя из того, что котельная работает на низом давлении, запроектирована ГРУ. ГРПШ и ГРУ предусматривают две линии редуцирования газа, для каждой из них выполнен подбор оборудования.

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

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2018 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. / Минстрой России - М.:ГУП ЦПП, 2000. 58 с.
2. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий». Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. / Минрегион России, 2012.82 с.
3. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» – М.: Госстрой России, 2011. 23 с.
4. СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.0185\*» М.: Минрегион России, 2012. –65 с.
5. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа /, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
6. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» /Госстрой России, 2008, – 172 с.
7. СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002./ Госстрой России. – М.:2011– 97 с.
8. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» М.: Госстрой России, 2009. 28 с.
9. СП 41–104–2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения/ Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 17 с.
10. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
11. 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.
12. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.
13. ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные».
14. Приказ №273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе». /МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, 2017.
15. ГОСТ 21.609-83 «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ. ВНУТРЕННИЕ УСТРОЙСТВА. Рабочие чертежи».

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

16. ГОСТ 21.610-85 СПДС. Газоснабжение, наружные газопроводы. Рабочие чертежи (с изменением 1).

17. Электронный сайт "Газовик"- <https://gazovik-gaz.ru>.

18. Электронный сайт «ВОЛГА – ГАЗ» - <http://www.volgagas.ru>

19. Электронный сайт «ВОЛСАР» - <https://volsar.ru>

20. СТО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ 1.2.2009«Графическое отображение объектов газораспределительных сетей и смежных коммуникаций» /ОАО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ, 2009.

					08.03.01.2020.573 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77