

Министерство образования и науки 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»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН

Рецензент

Заместитель генерального директора-  
главный инженер АО «Челябинскгоргаз»

\_\_\_\_\_ В.А. Фомин

\_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Д.В. Ульрих

\_\_\_\_\_ 2019 г.

Газоснабжение северо-западной части поселка Прудный Сосновского  
района, Челябинская область

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.01.2019.970.07. ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ С.В. Панфёров

\_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель проекта:

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ю. Анисимова

\_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор проекта:

студент группы АС-548

\_\_\_\_\_ В.И. Курныкин

\_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер:

к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ю. Анисимова

\_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Курныкин В.И. Газоснабжение северо-западной части поселка Прудный Сосновского района, Челябинская область – Челябинск: ЮУрГУ, АСИз-548; 2019, 87с., 4 ил., библиогр. список – 21 наим., 3 прил., 7 листов чертежей ф. А1

В дипломном проекте произведен расчет и проектирование сетей газоснабжения поселка Прудный Сосновского района Челябинской области.

В работе описана методика определения характеристик газообразного топлива, расчетных расходов газа бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями по годовым нормам.

Кроме того, описана методика гидравлического расчета газопроводов среднего давления, распределительных газопроводов низкого давления, внутридомового газопровода, газопровода котельной, подбор газоиспользующего оборудования в жилом доме и котельной, расчет и подбор оборудования газорегуляторных пунктов (ГРУ и ГРПШ).

В разделе «Автоматизация» разработана схема автоматизации ГРПШ, приведены характеристики элементов схемы и принцип ее работы.

						13.03.01.2019.970.07 ПЗ ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Зав. каф.	Ульрих				Газоснабжение северо-западной части поселка Прудный Сосновского района, Челябинская область	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Анисимова					ДП	3	87
Руководит.	Анисимова					ЮУрГУ Кафедра ГИСиС		
Консульт.	Анисимова							
Дипломник	Курныкин							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.....	7
1.1 Характеристика проектируемого жилого района .....	7
1.2 Характеристики газообразного топлива .....	8
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ .....	10
2.1 Алгоритм определения расходов теплоты на отопление жилых и общественных зданий .....	10
2.2 Алгоритм определения расходов теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий .....	11
2.3 Алгоритм определения расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий .....	11
3 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	13
3.1 Подбор оборудования для жилых домов .....	13
3.2 Подбор оборудования для котельной, обслуживающей магазин (универмаг) и клуб .....	13
4 ПРОЕКТИРОВНИЕ СЕТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ .....	18
4.1 Конструирование сети газоснабжения среднего давления .....	18
4.2 Гидравлический расчет сети газоснабжения среднего давления .....	20
5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВОЙ СЕТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ .....	24
5.1 Конструирование тупиковой сети газоснабжения низкого давления.....	24
5.2 Определение расходов газа в тупиковой сети газоснабжения низкого давления .....	25
5.3 Алгоритм гидравлического расчета тупиковой сети газоснабжения низкого давления.....	33
5.4 Гидравлический расчет тупиковой сети газоснабжения низкого давления .....	33
6 ПРОЕКТИРОВОВАННИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	39
6.1 Конструирование сети внутридомовых газопроводов .....	39
6.2 Определение расходов газа во внутридомовых газопроводах .....	41
6.3 Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов.....	42
7 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ШКАФНОГО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА .....	47
7.1 Оборудование пунктов редуцирования газа.....	47

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

7.2 Подбор регуляторов давления.....	48
7.3 Подбор фильтров .....	51
7.4 Подбор предохранительно-запорного клапана .....	53
7.5 Подбор предохранительно-сбросного клапана .....	54
8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ .....	55
8.1 Конструирование сети газопровода котельной.....	55
8.2 Подбор оборудования газорегуляторной установки котельной.....	57
8.3 Расчёт внутреннего газопровода котельной .....	61
8.4 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания .....	63
8.5 Расчет дымовой трубы .....	66
8.6 Организация тяги.....	71
9 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА .....	74
10 АВТОМАТИЗАЦИЯ .....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	87

## ВВЕДЕНИЕ

Ведущая роль в обеспечении страны необходимым количеством высококачественного топлива принадлежит газовой промышленности. На территории нашей страны сосредоточено около трети всех разведанных мировых запасов природного газа. Главными фактором рационализации топливного баланса страны является наращивание темпов добычи природного газа, ведь природный газ—очень удобное для транспортировки по трубопроводам и сжигания, дешевое энергетическое и бытовое топливо.

В Российской Федерации ежегодно потребляется газа свыше 500 млн. тонн условного топлива, что составляет более 75% от всего объема газа, добываемого в стране.

Средний уровень газификации в России на 1 января 2019 года составляет 68,6%. За 2018 год построено около 2000 газопроводов, газифицировано 272 населенных пункта, 49000 домовладений и запущено 210 котельных.

До конца 2020 года в соответствии с утвержденными программами газификации планируется построить более 6,5 тыс. км газопроводов-отводов и межпоселковых газопроводов, реконструировать и построить газораспределительные станции и другую необходимую инфраструктуру.

Целью данной работы является проектирование сетей газоснабжения жилых домов и котельной в северо-западном районе поселка Прудный Сосновского района Челябинской области.

Задачи:

1. Спроектировать сети газоснабжения среднего давления и низкого давления;
2. Спроектировать сети газоснабжения жилого индивидуального дома и котельной;
3. Произвести подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома и котельной;
4. Произвести подбор оборудования газорегуляторной установки котельной и газорегуляторного пункта;
5. Разработать схему автоматизации ГРПШ.

В выпускной квалификационной работе описана методика расчетных расходов газа бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями по годовым нормам, методика определения по составу характеристик газообразного топлива, а также методика гидравлического расчета газопроводов и подбор оборудования газорегуляторных пунктов (ГРУ и ГРПШ).

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

# 1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

## 1.1 Характеристика проектируемого жилого района

Объектом проектирования является газоснабжение 71 индивидуального жилого дома в северо-западном районе поселка Прудный Сосновского района Челябинской области.

Кроме жилых домов производится газоснабжение котельной, обслуживающей клуб и магазин. На территории не наблюдаются искусственные препятствия для прокладки газопровода.

Централизованная система теплоснабжения и центральная система горячего водоснабжения отсутствуют. Нужды отопления, горячего водоснабжения, пище-приготовления обеспечиваются газоснабжением жилых домов.

Рельеф местности равнинный. Разрез участка работ представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой, мощность слоя – 0,6 м;
- суглинок коричневый, желто-коричневый, белый, полутвердой консистенции, с дресвой до 25 %, мощность слоя 2,7 м.

Основанием для газопровода служит суглинок – непросадочный, ненабухающий, непучинистый, глубина сезонного промерзания – 1,8 м.

Проектируемый газопровод подключается с помощью врезки в существующий подземный стальной газопровод среднего давления  $P=0,3$  МПа диаметром 89 мм.

Расчетная географическая широта  $-55^{\circ}$ с.ш.

Климат умеренно-континентальный, с резкими колебаниями температур, относится к району с недостаточно влажным климатом, умеренно суровой зимой, короткими переходными сезонами и теплым летом.

Климатические данные принимаем согласно таблице 3.1 [1] для города Челябинска:

Таблица 1.1 – Климатические характеристики района проектирования

Характеристика	Величина	Единица измерения
Расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования системы отопления (температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92)	-34	$^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 1.1 – Климатические характеристики района проектирования

Характеристика	Величина	Единица измерения
Продолжительность отопительного периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	218	сут.
Средняя температура воздуха за отопительный период	-6,5	$^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{вн}} = 21^{\circ}\text{C}$  – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений,  $^{\circ}\text{C}$ , принимается согласно ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях», таблица 1 [2].

По техническому заданию на проектирование известны:

1. Удельные отопительные характеристики жилых домов:  $q_0 = 1,53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ ; магазина (универмаг):  $q_0 = 1,7 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ , клуба:  $q_0 = 1,56 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ ;
2. Удельные вентиляционные характеристики универмага  $q_{\text{в}} = 1,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ , и клуба  $q_{\text{в}} = 1,26 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$ .

## 1.2 Характеристики газообразного топлива

Исходные данные для определения теплоты сгорания и плотности газа принимаются согласно таблице 1.2. Для газоснабжения используется газ Уренгойского месторождения.

Таблица 1.2 – Состав природного газа

Месторождение газа	Состав газа по объёму, в процентах						
	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	$\text{CO}_2$	$\text{N}_2$
Уренгойское	97,64	1,32	0,01	-	-	0,3	0,73

Теплота сгорания газообразного топлива определяется по формуле:

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = \sum_{i=1}^n r_i \cdot Q_{\text{Hi}}^{\text{P}}, \quad (1.1)$$

где  $r_i$  – содержание компонента в смеси в объемных долях;

$Q_{\text{Hi}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси,  $\text{МДж}/\text{м}^3$ , принимается согласно таблице 1.2 [1].

Данные для расчёта представлены в таблице 1.3.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

Таблица 1.3 – Характеристики газов

Газ	Содержание компонента в смеси, г, %	Низшая теплота сгорания, $Q_{ни}^p$ , МДж/м <sup>3</sup>	Плотность, $\rho$ , 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	2,004
CO <sub>2</sub>	0,3	0	1,977
N <sub>2</sub>	0,73	0	1,251

Найдем теплоту сгорания газообразного топлива по формуле (1.1):

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

Плотность газовой смеси определяется по формуле

$$\rho_c = \sum_{i=1}^n r_i \cdot \rho_i, \quad (1.2)$$

где  $\rho_i$  – плотность компонента газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, принимается согласно таблице 1.2 [3]

$$\rho_c = 0,01 \cdot (97,64 \cdot 0,7168 + 1,32 \cdot 1,356 + 0,01 \cdot 2,004 + 0,3 \cdot 1,977 + 0,73 \cdot 1,251) = 0,73 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_c = 0,73 \text{ кг/м}^3 \text{ - сухой газ.}$$



## 2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Согласно методике Соколова Е.Я. [4] определим для жилых и общественных зданий расходы теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение.

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

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

### 2.1 Алгоритм определения расходов теплоты на отопление жилых и общественных зданий

Определим расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопления для жилых, общественных и административных зданий по укрупненным показателям, МДж/ч:

$$Q_{o \max} = q_0 \cdot V \cdot (t_b - t_o) \cdot (1 + \mu) \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где  $q_0$  – удельная отопительная характеристика здания,  $\text{кДж}/\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}$ ;

$V$  – объем здания по наружному обмеру,  $\text{м}^3$ ;

$t_b$  – расчетная внутренняя температура воздуха в отапливаемом здании,  $\text{°C}$ , для жилых зданий принимается согласно таблице 1 [2], для общественных зданий согласно таблице 3 [2];

$t_o$  – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления в конкретной местности,  $\text{°C}$ ;

$\mu$  – коэффициент инфильтрации, обусловленный тепловым и ветровым напором.

При правильной эксплуатации максимальный коэффициент инфильтрации для жилых и общественных зданий чаще всего составляет от 3 до 6 %, значение которого находится в пределах погрешностей расчета теплотерь. Поэтому инфильтрацию принимают  $\mu=0$ .

Следует, что формула для определения расчетного значения часовой тепловой нагрузки отопления, МДж/ч, принимает вид:

$$Q_{o \max} = q_0 \cdot V \cdot (t_b - t_o) \cdot 10^{-3}. \quad (2.2)$$

Произведем расчет для магазина, расчеты для остальных потребителей сведем в итоговую таблицу 2.1.

$$Q_{o \max} = 1,7 \cdot 787,5 \cdot (15 - (-34)) \cdot 10^{-3} = 65,5 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}},$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{o \max} = 65,5 \cdot 1,1 = 72,05 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}}.$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

## 2.2 Алгоритм определения расходов теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий

Определим по укрупненным показателям расчетное значение часовой тепловой нагрузки приточной вентиляции, кДж/ч

$$Q_{в\ max} = q_{в} \cdot V \cdot (t_{в} - t_{вент}) \cdot 10^{-3}, \quad (2.3)$$

где  $q_{в}$  – удельная тепловая вентиляционная характеристика здания, кДж/(м<sup>3</sup>·ч·°С);  
 $t_{вент}$  – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С.

Для жилых домов тепловая нагрузка приточной вентиляции не рассчитывается.

Для магазина:

$$Q_{в\ max} = 1,4 \cdot 787,5 \cdot (15 - (-34)) \cdot 10^{-3} = 54 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{в\ max} = 54 \cdot 1,1 = 59,4 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}}$$

## 2.3 Алгоритм определения расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

По нормам расхода воды определим тепловые нагрузки для систем горячего водоснабжения.

Найдем среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, МДж/ч, по формуле

$$Q_{гв.ср}^o = \frac{m \cdot q_{сут.ср} \cdot C \cdot (t_r - t_x)}{24} \cdot 1,05 \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

где  $m$  – число потребителей; чел;

$q_{сут.ср}$  – суточная норма расхода воды в жилых зданиях на одного потребителя, л/сутки, принимается согласно таблице А.2 [6], в общественных зданиях согласно таблице А.3 [6];

$C$  – удельная теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/кг·°С;

$t_r$  – средняя температура воды в водоразборных стояках систем горячего водоснабжения, принимается равной 55 °С;

$t_x$  – температура холодной воды в водопроводе, принимается, при отсутствии указаний в задании на проектирование, равной 5 °С;

1,05 – коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

Определяется максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВ.макс}$ , кВт, которая, для случая отсутствия баков-аккумуляторов в системах ГСВ принимается за расчетную.

$$Q_{ГВ.макс} = 2,4 \cdot Q_{ГВ.ср}^0 \quad (2.5)$$

где  $Q_{ГВ.ср}^0$  - среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, кВт.

$$Q_{ГВ.ср}^0 = \frac{10 \cdot 20 \cdot 4,19 \cdot (55-5)}{24} \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} = 1,83 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}},$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{ГВ.ср}^0 = 1,74 \cdot 1,1 = 2,01 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}},$$

$$Q_{ГВ.ср}^0 = 0,56 \text{ кВт};$$

$$Q_{ГВ.макс} = 0,56 \cdot 2,4 = 1,34 \text{ кВт} = 4,82 \frac{\text{МДж}}{\text{ч}}.$$

Таблица 2.1 – Нагрузки на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и бытовые нужды

Наименование объекта	Нагрузки	Q <sub>о</sub>	Q <sub>в</sub>	Q <sub>ов</sub>	Q <sub>гвс ср</sub>	ΣQ <sub>гвс ср</sub> кВт	Q <sub>гвс max</sub>	ΣQ <sub>гвс max</sub> кВт	Q <sub>быт</sub>	ΣQ	V, м <sup>3</sup> /ч
Жилой дом	МДж/ч	32,58	-	32,58	4,03	1,11	9,67	2,68	30,24	72,49	2,02
	кВт	9,05	-	9,05	1,11		2,68		8,4	20,1	
Магазин	МДж/ч	72,05	59,4	131,45	2,01	24,04	4,82	57,69	-	136,27	3,8
	кВт	20,01	16,5	36,51	0,56		1,34		-	37,8	
Клуб	МДж/ч	190	154,2	344,2	84,52		202,86		-	547	15,3
	кВт	52,7	42,8	95,6	23,48		56,35		-	206,9	
Итого: котельная на магазин и клуб										244,7	19,1

Посредством расчетов были определены значения тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и бытовые нужды абонентов.

### 3 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

#### 3.1 Подбор оборудования для жилых домов

По найденным значениям тепловых нагрузок подбирается газоиспользующее оборудование для жилого дома.

Примем к установке:

- На нужды отопления: напольный газовый котел «Лемакс Премиум-10», номинальной мощностью  $Q_k = 10$  кВт, так как  $Q_o = 9,05/0,92 = 9.84$  кВт;
- На нужды горячего водоснабжения: газовый накопительный водонагреватель Ariston Super/SGA 50 R, номинальной мощностью  $Q_{ВПГ} = 2,9$  кВт;
- На нужды пищеприготовления: газовая четырехконфорочная плита DARINA 1B KM441 301 W, номинальной мощностью  $q_k = 8,4$  кВт с электрической духовкой.

Технические характеристики выбранного оборудования представлены в приложении А.

#### 3.2 Подбор оборудования для котельной, обслуживающей магазин (универмаг) и клуб

Исходные данные:

Примем отдельно стоящую котельную, 2-ой категория по надежности теплоснабжения, предназначена для обслуживания магазина (универмага) и клуба.

Расчетные тепловые нагрузки согласно данным таблицы 2.1:

- На отопление:  $Q_{o \max} = 72,71$  кВт;
- На вентиляцию:  $Q_{в \max} = 59,3$  кВт;
- На ГВС:  $Q_{гв. \max} = 57,69$  кВт;  $Q_{гв. ср}^o = 24,04$  кВт.

Расчетная теплопроизводительность котельной определяется с соблюдением условия надежного и бесперебойного снабжения потребителей теплом. Подбор котельного оборудования производится по расчетной теплопроизводительности котельной.

Чтобы определить расчетную производительности котельной необходимо вычислить при максимальном режиме суммарный расчётные часовые расходы тепла на отопление и вентиляцию, определить среднечасовой расчетный расход теплоты на горячее водоснабжение. При определении расчетной производительности котельной необходимо учитывать расходы тепла на собственные нужды, то есть отопление в котельной.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

При подборе котельного оборудования должны обязательно выполняться условия:

1. согласно требованиям [8] при возникновении аварийных ситуаций, например, при поломке одного из котлов, должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям второй категории в течение всего ремонтно-восстановительного периода, в размерах, указанных в таблице 1 [8].

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

#### **Методика подбора котлов:**

1. Находится суммарная потребность нагрузок на отопление и вентиляцию, кВт, по формуле

$$Q_{\text{ов}} = Q_{\text{о max}} + Q_{\text{в max}}, \quad (3.2)$$
$$Q_{\text{ов}} = 72,71 + 59,3 = 132 \text{ кВт};$$

2. Находится допустимая суммарная потребность нагрузок на отопление и вентиляцию, кВт, при выходе из строя котла по формуле

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = Q_{\text{ов}} \cdot 0,87, \quad (3.3)$$

где 0,878 – допустимое снижение подачи теплоты, при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления  $t_o = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 132 \cdot 0,87 = 114,84 \text{ кВт};$$

3. Находится подключенная нагрузка при максимальном расходе ГВС, кВт, по формуле

$$Q_{\text{max общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гв.max}}, \quad (3.4)$$

$$Q_{\text{max общ}} = 132 + 57,69 = 189,69 \text{ кВт};$$

4. Находится подключенная нагрузка при максимальном среднечасовом расходе ГВС, кВт, по формуле

$$Q_{\text{ср.ч. общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гв.ср}}^0 \quad (3.5)$$

$$Q_{\text{ср.ч. общ}} = 132 + 24,04 = 156,04 \text{ кВт};$$

5. Находятся потери в сетях. Для предварительных расчетов допустимо принимать потери тепла в пределах от 1,5 до 3,0 % от теплового потока.

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

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

$$Q_{\text{пот}}^3 = Q_{\text{max общ}} \cdot 0,03, \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{пот}}^3 = 152,84 \cdot 0,03 = 4,58 \text{ кВт},$$

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

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = Q_{\text{гв. max}} \cdot 0,03 \cdot 0,8, \quad (3.7)$$

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

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = 57,69 \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 1,38 \text{ кВт};$$

6. Находятся расходы тепла на собственные нужды котельной, кВт. Для современных котельных, осуществляющих работу на природном газе, собственные нужды по большей части составляют затраты тепла на отопление котельной и принимаются по укрупненным данным равными 1,0 – 1,5 % от максимальной подключенной нагрузки, определяются по формуле

$$Q_{\text{сн}} = Q_{\text{max общ}} \cdot 0,015, \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{сн}} = 152,84 \cdot 0,015 = 2,3 \text{ кВт};$$

Потерями тепла на собственные нужды в летний период можно пренебречь.

7. Находится суммарная мощность котельной:

– для холодного периода, кВт, по формуле

$$Q_{\Sigma}^3 = Q_{\text{ср.ч. общ}} + Q_{\text{пот}}^3 + Q_{\text{сн}}, \quad (3.9)$$

$$Q_{\Sigma}^3 = 140,68 + 4,58 + 2,3 = 147,56 \text{ кВт};$$

– для теплого периода, кВт, по формуле

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = Q_{\text{гв. ср}}^{\text{о}} + Q_{\text{пот}}^{\text{л}}, \quad (3.10)$$

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = 24,04 + 1,38 = 25,42 \text{ кВт}.$$

Для того, чтобы покрыть рассчитанные нагрузки рассмотрим варианты, согласно:

### **Вариант № 1:**

Установка двух котлов Navien GST-60KN с тепловой мощностью  $Q_{\text{к}}=60$  кВт каждый.

1. При выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям в размере 87,8 % другим котлом, то есть  $Q_{\text{ов}}^{\text{доп}}=114,8$  кВт. Значит, первое условие не выполняется.

2. Данная комплектация не обеспечивает надежную работу котла в теплый период, так как процент загрузки котла в летний период, кВт:

$$Q_{\text{загр}} = \frac{Q_{\Sigma}^{\text{л}}}{Q_{\text{к}}} \cdot 100 \%; \quad (3.11)$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

$$Q_{\text{загр}} = \frac{25,42}{60} \cdot 100 \% = 42,3 \%$$

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

Предложенный вариант № 1 не подходит, потому что не выполняются требуемые условия надежной и бесперебойной работы.

### **Вариант № 2:**

Установка трех котлов Navien GST-60KN с номинальной тепловой мощностью по  $Q_k=60$  кВт каждый.

1. При выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям в размере  $Q_{\text{ОВ}}^{\text{доп}}=114,8$  кВт оставшимися котлами.

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

$$Q_{\text{ОВ}}^{\text{факт}} = Q_k \cdot 2 \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{ОВ}}^{\text{факт}} = 60 \cdot 2 = 120 \text{ кВт.}$$

Следовательно, первое условие выполняется.

2. Процент загрузки котла в летний период по формуле (3.11):

$$Q_{\text{загр}} = \frac{25,42}{60} \cdot 100 \% = 42,3 \%$$

Согласно техническим данным для рассматриваемого типа котлов минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла равна 40 %, значит, что второе условие выполняется.

Следовательно, к установке принимаются 3 котла Navien GST-60KN с номинальной тепловой мощностью  $Q_k=60$  кВт каждый.

Технические характеристики принятых котлов представлены в приложении Б.

Определим часовой расход теплоты котельной по формуле:

$$Q_{\text{ЧАС}}^{\text{КОТ}} = Q_k \cdot n,$$

где  $n=3$  – количество котлов в котельной.

$$Q_{\text{ЧАС}}^{\text{КОТ}} = 60 \cdot 3 = 180 \text{ кВт.}$$

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

$$V_{\text{ИЧАС}} = \frac{Q_{\text{ИЧАС}} \cdot 3,6}{Q_{\text{P}}^{\text{H}}}, \quad (3.13)$$

где  $Q_{\text{ИЧАС}} = Q_{\text{ЧАС}}^{\text{КОТ}} = 60$  кВт – часовой расход теплоты котельной;

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

$Q_p^H=35,77$  МДж/м<sup>3</sup> – низшая теплота сгорания газа, принимается согласно пункта 1.1.

$$V_{\text{ЧАС}}^{\text{кот}} = \frac{180 \cdot 3,6}{35,77} = 18,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

По результатам расчетов было подобрано газоиспользующее оборудование для всех абонентов. Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1– Газовое оборудование, размещенное у абонентов

Объект	Наименование оборудования	Мощность кВт	Количество	
			Рабочий	Резерв
Жилой дом	Газовый одноконтурный котел «Лемакс Премиум-10»	10	1	-
	Газовый накопительный водо- нагреватель Ariston Super/SGA 50	2,9	1	-
	Газовая плита DARINA 1B KM441 301 W	8,4	1	-
Котельная на магазин и клуб	Газовый двухконтурный котел Na- vien GST-60KN	60	2	1



## 4 ПРОЕКТИРОВНИЕ СЕТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

### 4.1 Конструирование сети газоснабжения среднего давления

Проектируемый газопровод подключается с помощью врезки в существующий подземный стальной газопровод среднего давления  $P=0,3$  МПа диаметром 89х3,5 мм.

Подземный газопровод среднего давления прокладывается подземно из полиэтиленовых труб ПЭ 80-ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 [9]. Трубы на объект поставляются в бухтах и отрезках длиной по 12 м. Полиэтиленовые трубы соединяются сваркой встык и деталями с закладными нагревателями.

Проектируемый газопровод среднего давления прокладывается на глубине не менее 1,44 м до верха трубы, при температуре грунта не ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ . Метод прокладки полиэтиленового газопровода - открытый траншейный. В грунтах предусмотреть песчаную подсыпку  $H=0,1$  м. При высоком уровне грунтовых вод выполняется балластировка газопровода при помощи минерального грунта с эластичным синтетическим материалом через каждые 5,0 м, вес одного мешка 50 кг.

Участки газопровода на выходах из земли выполнить из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 [10]. Сварку труб производить в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 (с Изменениями №1, 2) и ГОСТ 16037-80. Тип сварочной проволоки и электродов необходимо применять в зависимости от марки свариваемой стали. Прочность сварных швов должна быть не ниже прочности основного материала свариваемых труб. Электроды при сварке применяются по ГОСТ 9467-75.

Соединение полиэтиленовых труб со стальными предусматривается неразъемными соединениями усиленного типа.

Трубы в местах выхода из земли проложить в защитном футляре, на трубах в местах выхода из земли установить изолирующие фланцевые соединения под приварку.

При пересечении газопровода с поселковой автодорогой, смежными коммуникациями газопровод прокладывается открытым способом, в футляре из полиэтиленовой трубы. Концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом. На конце футляра необходимо установить контрольную трубку с выводом под ковер.

Углы поворота полиэтиленового газопровода  $90^{\circ}$  выполнить полиэтиленовым отводом  $90^{\circ}$ . Углы поворота полиэтиленового газопровода более  $90^{\circ}$  выполнить упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы газопровода.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		18

Вдоль газопровода из полиэтиленовых труб предусматривается укладка сигнальной ленты желтого цвета, шириной не менее 20 см с несмываемой надписью: «ОГНЕОПАСНО-ГАЗ», с проводником, на расстоянии 0,2 м от верхней образующей газопровода. На участке пересечения газопровода с подземными коммуникациями лента укладывается дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, местах установки арматуры сооружений, местах изменения диаметра, а также на прямолинейных участках трассы газопровода (через 200-500 м) необходимо устанавливать опознавательные знаки (пикеты, привязки).

Определяются места установки запорной арматуры на газопроводах: перед пунктами редуцирования газа, на выходе из данных пунктов, перед наружным газоиспользующим оборудованием, на ответвлении газопроводов к поселениям, при пересечении автомобильных дорог (запорное устройство должно располагаться не более 1000 м от дорог).

По окончанию строительно-монтажных работ полиэтиленовые газопроводы среднего давления обязательно испытать на герметичность. Испытание полиэтиленового газопровода среднего давления ( $P_y=0,3$  МПа) производить воздухом  $P_y=0,6$  МПа в течении 24 часов.

Расчетная схема сети среднего давления представлена на рисунке 4.1

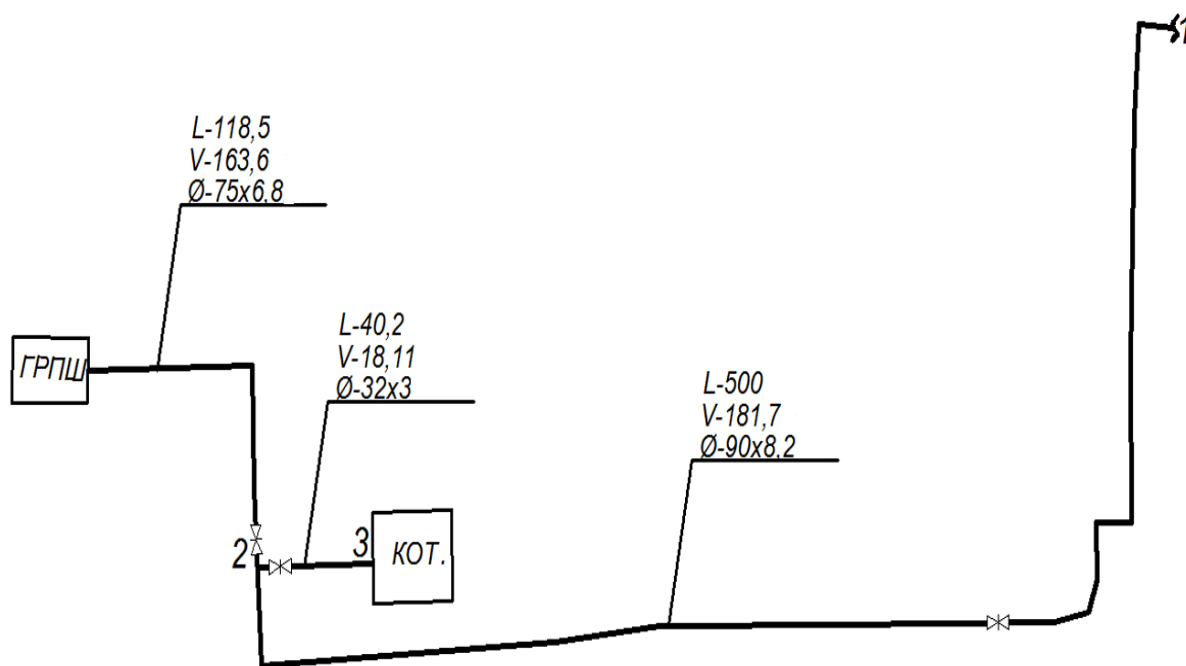


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети среднего давления

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

## 4.2 Гидравлический расчет сети газоснабжения среднего давления

Основной задачей гидравлического расчета трубопроводов системы газораспределения является определение экономически целесообразных диаметров трубопроводов, а также с целью обеспечения всех потребителей газом с требуемыми параметрами обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Гидравлический расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального потребления газа.

Методика гидравлического расчета:

1. Составляется расчетная схема сети газопроводов: проставляются номера участков, проставляются их длины, проставляются расчетные часовые расходы газа каждым потребителем;

2. Выбирается основное направление от места врезки газопровода газа до самого удаленного (или самого нагруженного) потребителя;

3. Суммированием находятся расчетные расходы газа каждого участка;

4. Определяются расчетные длины участков путем увеличения длины участка по формуле,

$$L_p = 1,1 \cdot L, \quad (4.1)$$

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

Расчетные длины суммируются;

5. Находятся удельные потери давления, МПа/м, по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{L_p} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{L_p}, \quad (4.2)$$

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

$P_n, P_k$  – начальное и конечное давление на участках, МПа;

6. Находятся расчетный внутренний диаметр газопровода, см, по формуле

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot V^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (4.3)$$

где  $B, m_1, m$  – коэффициенты, зависящие от материала газопровода: для полиэтилена  $B = 0,0446, m_1 = 4,75, m = 1,75$ ;

$\rho_0$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_0$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$A$  – для сетей среднего и высокого давления определяется по формуле

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

$$A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2}, \quad (4.4)$$

где  $P_0 = 0,101325$ , МПа;

$P_m$  – усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа, которое находится по формуле

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left( P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (4.5)$$

7. Принимается внутренний диаметр газопровода  $d_{вн}$  исходя из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов. Для полиэтиленовых труб принимаем ближайший – меньший.

8. В зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса находится коэффициент гидравлического трения. Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$ , определяется по формуле

$$Re = 0,0354 \frac{V}{d_{вн} \cdot \nu}, \quad (4.6)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость,  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

$V$  – расход газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр, см.

Также коэффициент гидравлического трения зависит от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$Re \cdot \frac{n}{d_{вн}} < 23, \quad (4.7)$$

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

9. Находится коэффициент гидравлического трения:

для ламинарного движения газа при  $Re < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (4.8)$$

при  $2000 < Re < 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333}; \quad (4.9)$$

при  $4000 < Re < 100\,000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (4.10)$$

при  $Re > 100\,000$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2}; \quad (4.11)$$

10. Необходимо учитывать изменение плотности и скорости движения газа газопроводов среднего и высокого давления, которые определяются по формуле

$$P_k = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l}; \quad (4.12)$$

11. Аналогично после расчета основного направления выполняется расчет ответвлений;

12. После расчета проверяется возможность совместной работы с ответвлениями, рассчитывается невязка сети, расхождения в перепадах давления не должны превышать 10% и находится по формуле

$$H = \frac{P_k - P_k^{TP}}{P_k} \cdot 100\% \leq \pm 10\%, \quad (4.13)$$

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

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

**Произведем расчет участка 1-2 на основном направлении 1-2-ГРПШ:**

1)  $L=500$  м ;  $L_p=500 \cdot 1,1=550$  м ;  $\sum L_p=680,4$  м ;  $V=181,71$  м<sup>3</sup>/ч.

2) Найдем удельные потери давления по формуле (4.2):

$$\Delta P_{уд} = \frac{0,3^2 - 0,29^2}{680,4} = 0,867 \cdot 10^{-5} \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$$

3) Найдем усредненное давление газа в сети по формуле (4.5):

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left( 0,3 + \frac{0,3^2}{0,3 + 0,29} \right) = 0,292 \text{ МПа,}$$

$$P_0 = 0,101325, \text{ МПа,}$$

$$A = \frac{0,101325}{0,292 \cdot 162 \cdot 3,14^2} = 0,0002172.$$

4) Расчетный внутренний диаметр газопровода определим по формуле (4.3):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{0,0002172 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 181,71^{1,75}}{0,867 \cdot 10^{-5}}} = 7,2 \text{ см.}$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22

5) Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов. Примем на участке 1-2 газопровод ПЭ 80 SDR 11 с номинальным наружным диаметром 90 и толщиной стенки 8,2 мм, внутренний диаметр  $d_{\text{вн}}=7,36$  см.

6) Найдем число Рейнольдса по формуле (4.6):

$$Re = 0,0354 \frac{181,71}{7,36 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 61118.$$

7) Проверим гидравлическую гладкость внутренней стенки газопровода по условию (4.6):

$$61118 \cdot \frac{0,0007}{7,36} = 5,8 < 23.$$

8) Найдем коэффициент гидравлического трения по формуле (4.8):

$$\lambda = \frac{0,3164}{61118^{0,25}} = 0,020.$$

9) Найдем конечное давление на участке 1-2 по формуле (4.12):

$$P_k = \sqrt{0,3^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,020 \cdot \frac{181,71^2}{7,36^5} \cdot 0,73 \cdot 500} = 0,297 \text{ МПа.}$$

Расчет остальных участков основного направления и ответвлений производится аналогично и сведен в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Гидравлический расчет сетей газоснабжения среднего давления

№ участка	Длина участка, м		$\frac{\Delta P_{\text{уд}}, \text{Па}}{m \cdot 10^{-5}}$	Расчетный расход газа, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	$d_p, \text{см}$	$d_{\text{вн}}, \text{мм}$	Re	$\lambda$	$P_n, \text{МПа}$	$P_k, \text{МПа}$
	по плану, L	расчётная, $L_p$								
<b>Основное направление: 1-2-ГРПШ</b>										
1-2	500	550	0,867	181,71	7,32	73,60	61118	0,020	0,3	0,2976
2-ГРПШ	118,5	130,4		163,6	6,26	61,40	65960	0,020	0,2976	0,2965
	<b>Σ</b>	<b>680,4</b>								
$H = \frac{0,2965 - 0,29}{0,2965} \cdot 100\% = 2,19\% < 10\%$										
<b>Ответвление 2-3</b>										
2-3	40,2	44,2	2,2	18,11	3,1	26,0	17243	0,028	0,2976	0,2971
$H = \frac{0,2971 - 0,29}{0,2971} \cdot 100\% = 2,4\% < 10\%$										

## 5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВОЙ СЕТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

### 5.1 Конструирование тупиковой сети газоснабжения низкого давления

Проектируемый газопровод низкого давления подключается к обогреваемому ГРПШ, где давление со среднего 0,296 МПа редуцируется до низкого 2700 Па.

Конструкция ГРПШ крепится на фундаментные опоры. Газопроводы низкого давления питают 71 индивидуальный жилой дом.

Подземный газопровод низкого давления запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ 80 SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 [9].

Участки газопровода на выходах из земли запроектированы из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 [10], соединяемых на сварке по ГОСТ 16037-80\* [11].

Газопровод низкого давления прокладывается подземно на глубине не менее 1,44 м до верха трубы. Прокладка газопровода предусматривается вдоль линии застройки по улицам на расстоянии определенным [12] под газонами и тротуарами.

Соединения полиэтиленовых труб со стальными предусматриваются неразъемными соединениями усиленного типа. Сварку труб необходимо производить при температуре окружающего воздуха от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ .

Неразъемные соединения «полиэтилен – сталь» должны укладываться на основание из песка (кроме пылеватого) длиной по 1 м в каждую сторону от соединения, высотой не менее 10 см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20 см. В местах выхода из земли засыпка траншеи от места выхода до разъемного соединения производится песком на всю глубину траншеи по 1 м в разные стороны.

Полиэтиленовые трубы соединяются сваркой встык и деталями с закладными нагревателями.

На участках внутрипоселкового газопровода устанавливаются краны полиэтиленовые подземно с выводом привода под ковер.

Полиэтиленовые трубы монтируются с помощью сварки, специальными сварочными аппаратами. Углы поворота труб и разветвления выполняются с помощью сварных фитингов: отводы, тройники, крестовины. Углы поворота полиэтиленового газопровода  $90^{\circ}$  выполнить полиэтиленовым отводом  $90^{\circ}$ . Углы поворота полиэтиленового газопровода больше  $90^{\circ}$  выполнить упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы газопровода.

Прокладка газопровода низкого давления производится по тупиковой схеме. Для возможности управления газовыми потоками в системе, а также в слу-

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

чае аварий на газопроводе предусмотрена установка отключающих устройств, которые необходимо монтировать: в узлах разветвления газопроводов, на тупиковых ответвлениях для отключения отдельных потребителей, через каждые 300-400 м.

При пересечении газопровода со смежными коммуникациями газопровод прокладывается открытым способом, в футляре из полиэтиленовой трубы. Концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом. На конце футляра необходимо установить контрольную трубку с выводом под ковер. При прокладке футляра выполняется контроль всех стыков.

При пересечении различных инженерных сетей газопроводами расстояние между ними по вертикали должно быть не менее 0,2 м, арматуру необходимо располагать не ближе 2 м от края пересекаемых коммуникаций.

Проверке физическими методами контроля полиэтиленового газопровода низкого давления ( $P_y=0,0027$  Мпа) - 6%, но не менее одного стыка.

По окончании строительного-монтажных работ проводят испытания на герметичность. Испытание на герметичность полиэтиленового газопровода низкого давления ( $P_y=0,0027$  Мпа) производить воздухом  $P_y=0,3$  Мпа в течении 24 часов.

Расчетная схема представлена на рисунке В.1 (см. приложение В)

## 5.2 Определение расходов газа в тупиковой сети газоснабжения низкого давления

Часовой расход теплоты всеми жилыми домами определяется по формуле

$$Q_{\text{ЧАС}}^{\text{ж.д.}} = (Q_{\text{к}} + Q_{\text{ВПГ}} + q_{\text{к}}) \cdot n, \quad (5.1)$$

где  $n$  - количество жилых домов.

$$Q_{\text{ЧАС}}^{\text{ж.д.}} = (10 + 2,9 + 8,4) \cdot 71 = 1625,9 \text{ кВт.}$$

Часовой расход газа жилыми домами найдем по формуле (3.13):

$$V_{\text{ЧАС}}^{\text{ж.д.}} = \frac{1625,9 \cdot 3,6}{35,77} = 163,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Для гидравлического расчета сети газоснабжения низкого давления необходимо определить расчетные расходы на участках этой сети, для этого:

1. Составляется расчетная схема сети;
2. Определяется длина участков по плану  $L$ , м, а также общая (суммарная) длина сети  $\Sigma L$ , м;
3. Находится удельный расход газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , по формуле

$$V_{\text{уд}} = \frac{V_{\text{ЧАС}}^{\text{ж.д.}}}{\Sigma L}; \quad (5.2)$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25



4. Определяется количество газа, которое разбирается с участка при равномерно распределенной нагрузке – путевой расход газа  $V_{п}$ , м<sup>3</sup>/ч, по формуле

$$V_{п} = V_{уд} \cdot L, \quad (5.3)$$

5. Находятся эквивалентные расходы газа по участкам  $V_{эк}$ , м<sup>3</sup>/ч, по формуле

$$V_{эк} = \alpha \cdot V_{п}, \quad (5.4)$$

где  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, для практических расчетов принимается равным 0,55.

При равномерно распределенной нагрузке количество газа, проходящего по газопроводу, меняется от нуля в конце участка до максимального, равного путевому расходу, в начале участка. Для возможности производить гидравлический расчет по номограмме, составленные для постоянных расходов газа на участках, переменный расход газа действительный заменяют расходом фиктивным. Данный расход газа постоянен на протяжении всего участка, поэтому падение давление, полученное в результате расчета, при действительном переменном расходе будет таким же;

6. Находятся транзитные расходы газа  $V_{т}$ , м<sup>3</sup>/ч, как сумма путевых и транзитных расходов всех участков, присоединенных к концу рассчитываемого участка по формуле:

$$V_{т} = \Sigma V_{ти} + \Sigma V_{пи}. \quad (5.5)$$

7. Находятся расчетные расходы газа по участкам, как сумма транзитного расхода и эквивалентного расхода газа рассчитываемого участка, проходящего на все последующие участки, по формуле:

$$V = V_{эк} + V_{т} = \alpha \cdot V_{п} + V_{т}. \quad (5.6)$$

***Пример расчёта расходов газа тупиковой сети низкого давления:***

Рассмотрим участки 26-27 и 27-28:

1) Расчетная схема представлена на рисунке В.1 (см. приложение В)

2)  $L_{26-27} = 34,7$  м,  $L_{27-28} = 35,6$  м,  $\Sigma L_p = 2203$  м.

3) Удельный расход газа по формуле (5.2):

$$V_{уд} = \frac{163,6}{2203} = 0,075 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

4) Найдем путевой расход газа по формуле (5.3):

$$V_{п\ 26-27} = 0,075 \cdot 34,7 = 2,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{п\ 27-28} = 0,075 \cdot 35,6 = 2,67 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

5) Эквивалентный расход газа по формуле (5.4):

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

$$V_{\text{эк}26-27}=0,55 \cdot 2,6=1,43 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}};$$

$$V_{\text{эк}27-28}=0,55 \cdot 2,67=1,46 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}.$$

6) Транзитный расход газа по формуле (5.5):

$$V_{\text{т}, 27-28}=0$$

$$V_{\text{т}, 26-27}=V_{\text{п},27-28}+V_{\text{п},27-27}^*$$

$$V_{\text{т}, 26-27}=2,67+0,35=3,02 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}.$$

7) Расчетный расход по формуле (5.6):

$$V_{27-28}=1,47+0=1,47 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}$$

$$V_{26-27}=1,43+3,02=4,45 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}}$$

Расчетные расходы газа остальных участков тупиковой сети низкого давления производится аналогично, результаты расчет сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Определение расчётных расходов газа по участкам тупиковой сети низкого давления

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. V <sub>уд</sub>	Расход газа на участках,				
			V <sub>п</sub>	V <sub>эк</sub>	V <sub>т</sub>	V	
1ГРПШ-2 (29)	2.4	0.075	0.18	0.10	192.08	192.17	
2 (29)-3	31.60		2.37	1.30	149.27	150.58	
3-4	13.1		0.98	0.54	148.11	148.65	
4-5	8		0.60	0.33	43.84	44.17	
5-6	31.6		2.37	1.30	41.37	42.67	
6-7	1.8		0.14	0.07	40.91	40.99	
7-8	31.1		2.33	1.28	38.45	39.74	
8-9	4		0.30	0.17	37.81	37.97	
9-10	26.6		2.00	1.10	35.66	36.75	
10-11	33.6		2.52	1.39	32.70	34.09	
11-12	0.9		0.07	0.04	32.32	32.35	
12-13	6.3		0.47	0.26	31.72	31.98	
13-14	27.2		0.075	2.04	1.12	29.59	30.71
14-15	6.6			0.50	0.27	28.74	29.01
15-16	28.3	2.12		1.17	26.51	27.67	

Продолжение таблицы 5.1

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. Vуд	Расход газа на участках,			
			Vп	Vэк	Vт	V
16-17	34		2.55	1.40	23.61	25.01
17-18	34.8		2.61	1.44	20.64	22.08
18-19	2.2		0.17	0.09	20.14	20.23
19-20	32.2		2.42	1.33	17.60	18.93
20-21	6.8		0.51	0.28	16.78	17.06
21-22	28.4		2.13	1.17	14.51	15.68
22-23	10		0.75	0.41	13.43	13.84
23-24	2		0.15	0.08	13.13	13.22
24-25	54.6		4.10	2.25	8.69	10.94
25-26	32.8		2.46	1.35	5.93	7.28
26-27	34.7		2.60	1.43	3.02	4.45
27-28	35.6		2.67	1.47	0.00	1.47
<b>Ответвление 2 (29)-52</b>						
2-30	75.8	0.075	5.69	3.13	34.92	38.05
30-31	26.2		1.97	1.08	32.81	33.89
31-32	16.5		1.24	0.68	31.40	32.08
32-33	16.5		1.24	0.68	30.02	30.70
33-34	6.4		0.48	0.26	29.38	29.64
34-35	22.6		1.70	0.93	27.26	28.19
35-36	4.5		0.34	0.19	26.50	26.68
36-37	33.6		2.52	1.39	23.85	25.24
37-38	2.2		0.17	0.09	23.56	23.65
38-39	27.1		2.03	1.12	21.39	22.51
39-40	11.4		0.86	0.47	20.40	20.87
40-41	32.7		2.45	1.35	17.80	19.15
41-42	0.5		0.04	0.02	17.62	17.64
42-43	32.8		2.46	1.35	14.93	16.28
43-44	0.7		0.05	0.03	14.70	14.73
44-45	27.3		2.05	1.13	12.41	13.54
45-46	5.5		0.41	0.23	11.78	12.01
46-47	33.3		2.50	1.37	9.09	10.46
47-48	0.4		0.03	0.02	8.81	8.82
48-49	7.9		0.59	0.33	8.04	8.37
49-50	31.9	2.39	1.32	5.45	6.77	
50-51	32.7	2.45	1.35	2.75	4.10	
51-52	34.4	2.58	1.42	0.00	1.42	
<b>Ответвление 4-60</b>						
4-53	45.6	0.075	3.42	1.88	69.42	71.3
53-54	8.3		0.62	0.34	61.69	62.03

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР

Лист

28

Продолжение таблицы 5.1

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. Vуд	Расход газа на участках,			
			Vп	Vж	Vт	V
54-55	112.2	0.075	8.42	4.63	46.16	50.79
55-56	101.8		7.64	4.20	25.55	29.75
56-57	23.7		1.78	0.98	14.27	15.24
57-58	17.9		1.34	0.74	12.61	13.35
58-59	34.8		2.61	1.44	9.69	11.13
59-60	125.1		9.3	5.16	0	5.16
<b>Ответвление 55-77</b>						
55-71	32	0.075	2.40	1.32	10.58	11.90
71-72	21.5		1.61	0.89	8.86	9.74
72-73	10.1		0.76	0.42	7.77	8.19
73-74	24.3		1.82	1.00	5.85	6.85
74-75	6.9		0.52	0.28	5.01	5.29
75-76	1.6		0.12	0.07	4.78	4.84
76-77	62.2		4.6	2.56	0	2.56
<b>Ответвление 53-63</b>						
53-61	5.6	0.075	0.42	0.23	6.69	6.92
61-62	55.8		4.19	2.30	2.39	4.69
62-63	27.8		2.085	1.14	0	1.14
<b>Ответвление 56-82</b>						
56-78	38.8	0.075	2.91	1.60	6.60	8.20
78-79	10.6		0.80	0.44	5.68	6.11
79-80	6.7		0.50	0.28	4.83	5.11
80-81	28.8		2.16	1.19	2.33	3.52
81-82	29.9		2.2425	1.23	0	1.23
<b>Ответвление 54-70</b>						
54-64	23	0.075	1.73	0.95	9.02	9.97
64-65	2.6		0.20	0.11	8.71	8.81
65-66	21.4		1.61	0.88	6.98	7.87
66-67	13.5		1.01	0.56	5.63	6.19
67-68	24		1.80	0.99	3.68	4.67
68-69	8.8		0.66	0.36	2.68	3.04
69-70	33.9		2.5425	1.39	0	1.39
<b>Ответвление 3-3*</b>						
3-3*	2.4	0.075	0.18	0.10	0.00	0.10
<b>Ответвление 5-5*</b>						
5-5*	1.3	0.075	0.10	0.05	0.00	0.05
<b>Ответвление 6-6*</b>						
6-6*	4.3	0.075	0.32	0.18	0.00	0.18
<b>Ответвление 7-7*</b>						
7-7*	1.7	0.075	0.13	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 8-8*</b>						
8-8*	4.6	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР

Лист

29

Продолжение таблицы 5.1

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. Vуд	Расход газа на участках,			
			Vп	Vэк	Vт	V
<b>Ответвление 9-9*</b>						
9-9*	2.1	0.075	0.16	0.09	0.00	0.09
<b>Ответвление 10-10*</b>						
10-10*	5.8	0.075	0.44	0.24	0.00	0.24
<b>Ответвление 11-11*</b>						
11-11*	4.2	0.075	0.32	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 12-12*</b>						
12-12*	1.7	0.075	0.13	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 13-13*</b>						
13-13*	1.2	0.075	0.09	0.05	0.00	0.05
<b>Ответвление 14-14*</b>						
14-14*	4.7	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 15-15*</b>						
15-15*	1.5	0.075	0.11	0.06	0.00	0.06
<b>Ответвление 16-16*</b>						
16-16*	4.6	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 17-17*</b>						
17-17*	4.8	0.075	0.36	0.20	0.00	0.20
<b>Ответвление 18-18*</b>						
18-18*	4.5	0.075	0.34	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 19-19*</b>						
19-19*	1.6	0.075	0.12	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 20-20*</b>						
20-20*	4.2	0.075	0.32	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 21-21*</b>						
21-21*	1.9	0.075	0.14	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 22-22*</b>						
22-22*	4.4	0.075	0.33	0.18	0.00	0.18
<b>Ответвление 23-23*</b>						
23-23*	1.9	0.075	0.14	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 24-24*</b>						
24-24*	4.7	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 25-25*</b>						
25-25*	4	0.075	0.30	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 26-26*</b>						
26-26*	4.1	0.075	0.31	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 27-27*</b>						
27-27*	4.6	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 30-30*</b>						
30-30*	1.9	0.075	0.14	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 31-31*</b>						
31-31*	2.3	0.075	0.17	0.09	0.00	0.09

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР

Лист

30

Продолжение таблицы 5.1

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. Vуд	Расход газа на участках,			
			Vп	Vэк	Vт	V
<b>Ответвление 32-32*</b>						
32-32*	1.9	0.075	0.14	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 33-33*</b>						
33-33*	2.2	0.075	0.17	0.09	0.00	0.09
<b>Ответвление 34-34*</b>						
34-34*	5.6	0.075	0.42	0.23	0.00	0.23
<b>Ответвление 35-35*</b>						
35-35*	5.7	0.075	0.43	0.24	0.00	0.24
<b>Ответвление 36-36*</b>						
36-36*	1.7	0.075	0.13	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 37-37*</b>						
37-37*	1.7	0.075	0.13	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 38-38*</b>						
38-38*	1.8	0.075	0.14	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 39-39*</b>						
39-39*	1.8	0.075	0.14	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 40-40*</b>						
40-40*	2	0.075	0.15	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 41-41*</b>						
41-41*	1.9	0.075	0.14	0.08	0.00	0.08
<b>Ответвление 42-42*</b>						
42-42*	3.1	0.075	0.23	0.13	0.00	0.13
<b>Ответвление 43-43*</b>						
43-43*	2.3	0.075	0.17	0.09	0.00	0.09
<b>Ответвление 44-44*</b>						
44-44*	3.2	0.075	0.24	0.13	0.00	0.13
<b>Ответвление 45-45*</b>						
45-45*	2.9	0.075	0.22	0.12	0.00	0.12
<b>Ответвление 46-46*</b>						
46-46*	2.6	0.075	0.20	0.11	0.00	0.11
<b>Ответвление 47-47*</b>						
47-47*	3.4	0.075	0.26	0.14	0.00	0.14
<b>Ответвление 48-48*</b>						
48-48*	2.3	0.075	0.17	0.09	0.00	0.09
<b>Ответвление 49-49*</b>						
49-49*	2.6	0.075	0.20	0.11	0.00	0.11
<b>Ответвление 50-50*</b>						
50-50*	3.3	0.075	0.25	0.14	0.00	0.14
<b>Ответвление 51-51*</b>						
51-51*	2.2	0.075	0.17	0.09	0.00	0.09

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР

Лист

31

Продолжение таблицы 5.1

№ участка	Длина по плану, L, м	Уд.расх. Vуд	Расход газа на участках,			
			Vп	Vэк	Vт	V
<b>Ответвление 57-57*</b>						
57-57*	4.2	0.075	0.32	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 58-58*</b>						
58-58*	4.1	0.075	0.31	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 59-59*</b>						
59-59*	4.1	0.075	0.31	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 61-61*</b>						
61-61*	1.5	0.075	0.11	0.06	0.00	0.06
<b>Ответвление 62-62*</b>						
62-62*	4.1	0.075	0.31	0.17	0.00	0.17
<b>Ответвление 63-63*</b>						
63-63*	3.9	0.075	0.29	0.16	0.00	0.16
<b>Ответвление 64-64*</b>						
64-64*	1.6	0.075	0.12	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 65-65*</b>						
65-65*	1.6	0.075	0.12	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 66-66*</b>						
66-66*	4.5	0.075	0.34	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 67-67*</b>						
67-67*	2.1	0.075	0.16	0.09	0.00	0.09
<b>Ответвление 68-68*</b>						
68-68*	4.5	0.075	0.34	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 69-69*</b>						
69-69*	1.8	0.075	0.14	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 71-71*</b>						
71-71*	1.4	0.075	0.11	0.06	0.00	0.06
<b>Ответвление 72-72*</b>						
72-72*	4.4	0.075	0.33	0.18	0.00	0.18
<b>Ответвление 73-73*</b>						
73-73*	1.3	0.075	0.10	0.05	0.00	0.05
<b>Ответвление 74-74*</b>						
74-74*	4.3	0.075	0.32	0.18	0.00	0.18
<b>Ответвление 75-75*</b>						
75-75*	1.5	0.075	0.11	0.06	0.00	0.06
<b>Ответвление 76-76*</b>						
76-76*	1.5	0.075	0.11	0.06	0.00	0.06
<b>Ответвление 78-78*</b>						
78-78*	1.7	0.075	0.13	0.07	0.00	0.07
<b>Ответвление 79-79*</b>						
79-79*	4.6	0.075	0.35	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 80-80*</b>						
80-80*	4.5	0.075	0.34	0.19	0.00	0.19
<b>Ответвление 81-81*</b>						

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР

Лист

32

### Окончание таблицы 5.1

81-81*	1.2	0.075	0.09	0.05	0.00	0.05
<b>ИТОГО</b>	<b>2203</b>					

### 5.3 Алгоритм гидравлического расчета тупиковой сети газоснабжения низкого давления

Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения низкого давления аналогичен алгоритму расчета для сетей среднего давления, изложенному в пункте 4.2, за исключением:

1. Значения начальных  $P_H$  и конечных  $P_K$  давлений подставляются в формулы в Па и не возводятся в квадрат.

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_H - P_K}{L_p}, \quad (5.7)$$

2. Безразмерный коэффициент  $A=626$

3. Потери давления на преодоление сил трения в газопроводах сети низкого давления находятся по формуле

$$P_H - P_K = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (5.8)$$

Конечное давление на участке определяется по формуле

$$P_K = P_H - 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l. \quad (5.9)$$

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:

$$H = \frac{\Delta P_{осн} - \Delta P_{отв}}{\Delta P_{осн}} \cdot 100\% \leq \pm 10\%, \quad (5.10)$$

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

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

### 5.4 Гидравлический расчет тупиковой сети газоснабжения низкого давления

Расчётная схема изображена на рисунке В.1 (см. приложение В)

Основное направление начинается от ГРПШ с давлением  $P_H=2700$  Па до самого удаленного потребителя. Минимальное необходимое конечное давление у потребителя  $P_K= 2343$  Па.

Рассмотрим пример расчета участка ГРПШ (1) - 2 на основном направлении ГРПШ (1) - 28:

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33



1.  $L=2,4$  м;  $L_p=2,4 \cdot 1,1=2,64$  м;  $\sum L_p=617,3$  м;  $V=192,17$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Определим удельные потери давления по формуле (4.3):

$$\Delta P_{уд} = \frac{2700-2343}{617,3} = 0,57 \frac{\text{Па}}{\text{м}}.$$

3. Найдем расчетный внутренний диаметр газопровода по формуле (4.4):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 192,17^{1,75}}{0,57}} = 14,75 \text{ см.}$$

4. Внутренний диаметр газопровода принимается наименьший ближайший  
Примем ПЭ 80 SDR 11 с диаметром 180x16,4 мм, следовательно внутренний диаметр  $d_{вн} = 14,72$  см.

5. Найдем число Рейнольдса по формуле (4.6):

$$Re = 0,0354 \frac{192,17}{14,72 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 32318.$$

6. Проверяется гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода по условию (4.5):

$$32318 \cdot \frac{0,0007}{14,72} = 1,53 < 23.$$

7. Следовательно, коэффициент гидравлического трения найдем по формуле (4.10):

$$\lambda = \frac{0,3164}{32318^{0,25}} = 0,024.$$

8. Найдем конечное давление на участке ГРПШ-1 по формуле (5.9):

$$P_k = 2700 - 626,1 \cdot 0,024 \cdot \frac{192,17^2}{14,72^5} \cdot 0,73 \cdot 2,4 = 2699 \text{ Па}$$

9. Определим потери давления на участке:

$$\Delta P = 2700 - 2699 = 1 \text{ Па.}$$

Расчет остальных участков основного направления и ответвлений производится аналогично и представлен в таблице 5.2.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет сети газоснабжения низкого давления

№ участка	Длина участка, м		$\frac{\Delta P_{уд}, \text{Па}}{\text{м}}$	Расчетный расход газа, V, м³/ч	d <sub>р</sub> , см	d <sub>вн</sub> , мм	Re	λ	P <sub>н</sub> , Па	P <sub>к</sub> , Па
	по плану, L	расчётная, L <sub>р</sub>								
<b>Основное направление ГРПШ (1)-28</b>										
ГРПШ - 2	2,4	2,6	0,57	192,17	14,75	147,20	32318	0,024	2700	2699
2-3	31,6	34,8		150,58	13,48	130,80	28498	0,024	2699	2678
3-4	13,10	14,4		148,65	13,42	130,80	28134	0,024	2678	2669
4-5	8	8,8		44,17	8,58	90,00	12149	0,030	2669	2666
5-6	31,6	34,8		42,67	8,47	73,60	14353	0,029	2666	2630
6-7	1,8	2,0		40,99	8,35	73,60	13786	0,029	2630	2628
7-8	31,1	34,2		39,74	8,25	73,60	13366	0,029	2628	2598
8-9	4	4,4		37,97	8,12	73,60	12772	0,030	2598	2594
9-10	26,6	29,3		36,75	8,02	73,60	12362	0,030	2594	2571
10-11	33,6	37,0		34,09	7,8	73,60	11465	0,031	2571	2546
11-12	0,9	1,0		32,35	7,65	73,60	10882	0,031	2546	2545
12-13	6,3	6,9		31,98	7,62	73,60	10756	0,031	2545	2541
13-14	27,2	29,9		30,71	7,5	73,60	10329	0,031	2541	2524
14-15	6,6	7,3		29,01	7,35	73,60	9758	0,032	2524	2520
15-16	28,3	31,1		27,67	7,22	73,60	9308	0,032	2520	2505
16-17	34	37,4		25,01	6,96	73,60	8413	0,033	2505	2490
17-18	34,8	38,3		22,08	6,65	61,40	8900	0,033	2490	2461
18-19	2,2	2,4		20,23	6,43	61,40	8156	0,033	2461	2460
19-20	32,2	35,4		18,93	6,28	61,40	7632	0,034	2460	2439
20-21	6,8	7,5		17,06	6,04	61,40	6877	0,035	2439	2435
21-22	28,4	31,2		15,68	5,86	61,40	6320	0,035	2435	2422
22-23	10	11,0		13,84	5,59	61,40	5579	0,037	2422	2419
23-24	2	2,2		13,22	5,5	61,40	5328	0,037	2419	2418
24-25	54,6	60,1		10,94	5,13	51,40	5268	0,037	2418	2387
25-26	32,8	36,1		7,28	4,42	51,40	3505	0,038	2387	2379
26-27	34,7	38,2		4,45	3,68	40,80	2698	0,035	2379	2369
27-28	35,6	39,2		1,47	2,45	26,00	1398	0,046	2369	2355
	<b>Σ</b>	<b>617,3</b>								
<b>Ответвление 2 (29) - 52</b>										
2-30	75,8	83,4	0,67	37,87	7,84	90,0	10418	0,031	2699	2672
30-31	26,2	28,8		33,72	7,51	73,6	11342	0,031	2672	2653
31-32	16,5	18,2		31,91	7,36	73,6	10733	0,031	2653	2642
32-33	16,5	18,2		30,53	7,24	73,6	10269	0,031	2642	2631
33-34	6,4	7,0		29,47	7,15	73,6	9912	0,032	2631	2628
34-35	22,6	24,9		28,02	7,01	73,6	9425	0,032	2628	2616

Продолжение таблицы 5.2

№ участка	Длина участка, м		$\frac{\Delta P_{уд}, \text{Па}}{м}$	Расчетный расход газа, V, м³/ч	d <sub>p</sub> , см	d <sub>вн</sub> , мм	Re	λ	P <sub>н</sub> , Па	P <sub>к</sub> , Па
	по плану, L	расчетная, L <sub>p</sub>								
35-36	4,5	5,0	0,67	26.51	6.87	61.40	10689	0,031	2616	2610
36-37	33,6	37,0		25.06	6.73	61.40	10105	0,032	2610	2575
37-38	2,2	2,4		23.48	6.57	61.40	9465	0,032	2575	2573
38-39	27,1	29,8		22.34	6.45	61.40	9005	0,032	2573	2550
39-40	11,4	12,5		20.70	6.27	61.40	8345	0,033	2550	2542
40-41	32,7	36,0		18.97	6.08	61.40	7650	0,034	2542	2521
41-42	0,5	0,6		17.47	5.89	61.40	7042	0,035	2521	2520
42-43	32,8	36,1		16.11	5.72	61.40	6493	0,035	2520	2505
43-44	0,7	0,8		14.56	5.51	61.40	5869	0,036	2505	2504
44-45	27,3	30,0		13.37	5.34	61.40	5389	0,037	2504	2495
45-46	5,5	6,1		11.84	5.11	51.40	5701	0,036	2495	2491
46-47	33,3	36,6		10.29	4.85	40.80	6244	0,036	2491	2440
47-48	0,4	0,4		8.65	4.55	40.80	5248	0,037	2440	2440
48-49	7,9	8,7		8.19	4.46	40.80	4971	0,038	2440	2432
49-50	31,9	35,1		6.60	4.12	40.80	4002	0,040	2432	2409
50-51	32,7	36,0		3.93	3.40	32.60	2983	0,036	2409	2387
51-52	34,4	37,8		1.42	2.34	26.00	1351	0,047	2387	2374
	<b>Σ</b>	<b>531,2</b>								
$H = \frac{\Delta P_{1-28} - \Delta P_{2-59}}{\Delta P_{1-28}} \cdot 100\% = \frac{344 - 324}{344} \cdot 100\% = 5,8\% < 10\%$										
<b>Ответвление 4-60</b>										
4-53	45,6	50,2	0,62	71,30	10,04	102,20	17271	0,028	2669	2643
53-54	8,3	9,1		62,03	9,54	90,00	17062	0,028	2643	2636
54-55	112,2	123,4		50,79	8,86	90,00	13970	0,029	2636	2571
55-56	101,8	112,0		29,75	7,28	73,60	10007	0,032	2571	2510
56-57	23,7	26,1		15,24	5,69	51,40	7341	0,034	2510	2486
57-58	17,9	19,7		13,35	5,42	51,40	6428	0,035	2486	2471
58-59	34,8	38,3		11,13	5,06	40,80	6750	0,035	2486	2425
59-60	125,1	137,6		5,16	3,81	40,80	3131	0,036	2471	2422
	<b>Σ</b>	<b>516,3</b>								
$H = \frac{\Delta P_{4-28} - \Delta P_{4-60}}{\Delta P_{4-28}} \cdot 100\% = \frac{315 - 308}{315} \cdot 100\% = 2,2\% < 10\%$										
<b>Ответвление 55-77</b>										
55-71	32	35,2	1,3	11,90	4,45	40,80	7217	0,034	2571	2508
71-72	21,5	23,7		9,74	4,13	40,80	5912	0,036	2508	2478
72-73	10,1	11,1		8,19	3,87	40,80	4967	0,038	2478	2468
73-74	24,3	26,7		6,85	3,63	40,80	4158	0,039	2468	2449

Продолжение таблицы 5.2

№ участка	Длина участка, м		$\frac{\Delta P_{уд}, \text{Па}}{м}$	Расчетный расход газа, V, м³/ч	d <sub>p</sub> , см	d <sub>вн</sub> , мм	Re	λ	P <sub>н</sub> , Па	P <sub>к</sub> , Па
	по плану, L	расчетная, L <sub>p</sub>								
74-75	6,9	7,6	1,3	5,29	3,30	32,60	4021	0,040	2449	2440
75-76	1,6	1,8		4,84	3,19	26,00	4612	0,041	2440	2434
76-77	62,2	68,4		2,57	2,53	26,00	2443	0,034	2434	2381
	<b>Σ</b>	<b>174,5</b>								
$H = \frac{\Delta P_{55-60} - \Delta P_{55-77}}{\Delta P_{55-60}} \cdot 100\% = \frac{209 - 190}{209} \cdot 100\% = 9\% < 10\%$										
<b>Ответвление 53-63</b>										
53-61	5,6	6,2	3,05	6,92	3,04	26,00	6590	0,035	2643	2606
61-62	55,8	61,4		4,69	2,64	26,00	4470	0,039	2606	2423
62-63	27,8	30,6		1,14	1,57	26,00	1092	0,059	2423	2414
	<b>Σ</b>	<b>98,1</b>								
$H = \frac{\Delta P_{53-60} - \Delta P_{53-63}}{\Delta P_{53-60}} \cdot 100\% = \frac{252 - 228}{252} \cdot 100\% = 9,5\% < 10\%$										
<b>Ответвление 56-82</b>										
56-78	38,8	42,7	1,32	8,20	3,87	40,80	4976	0,038	2510	2470
78-79	10,6	11,7		6,11	3,47	32,60	4643	0,038	2470	2451
79-80	6,7	7,4		5,11	3,25	32,60	3878	0,039	2451	2443
80-81	28,8	31,7		3,52	2,83	26,00	3352	0,037	2451	2400
81-82	29,9	32,9		1,23	1,92	20,40	1496	0,043	2443	2417
	<b>Σ</b>	<b>126,3</b>								
$H = \frac{\Delta P_{56-60} - \Delta P_{56-82}}{\Delta P_{56-60}} \cdot 100\% = \frac{149 - 144}{149} \cdot 100\% = 3,35\% < 10\%$										
<b>Ответвление 54-70</b>										
54-64	23	25,3	2,09	9,97	3,77	32,60	7572	0,034	2636	2539
64-65	2,6	2,9		8,81	3,60	32,60	6694	0,035	2539	2531
65-66	21,4	23,5		7,87	3,46	32,60	5973	0,036	2531	2471
66-67	13,5	14,9		6,19	3,16	32,60	4700	0,038	2471	2447
67-68	24	26,4		4,67	2,85	32,60	3542	0,038	2447	2422
68-69	8,8	9,7		3,04	2,43	26,00	2895	0,036	2422	2411
69-70	33,9	37,3		1,40	1,83	20,40	1697	0,038	2411	2378
	<b>Σ</b>	<b>139,9</b>								
$H = \frac{\Delta P_{54-60} - \Delta P_{54-70}}{\Delta P_{54-60}} \cdot 100\% = \frac{259 - 258}{259} \cdot 100\% = 0,4\% < 10\%$										
<b>Ответвление 3-3*</b>										
3-3*	2,4	<b>2,6</b>	126,7	0,10	0,29	15,40	159	0,402	2678	2677,5
$H = \frac{\Delta P_{3-28} - \Delta P_{3-3*}}{\Delta P_{3-28}} \cdot 100\% = \frac{322 - 0,5}{322} \cdot 100\% = 99,84\% > 10\%$ <p style="text-align: center;">Необходима установка местного сопротивления</p>										

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Окончание таблицы 5.2

№ участка	Длина участка, м		$\frac{\Delta P_{уд}, \text{Па}}{м}$	Расчетный расход газа, V, м <sup>3</sup> /ч	d <sub>p</sub> , см	d <sub>вн</sub> , мм	Re	λ	P <sub>н</sub> , Па	P <sub>к</sub> , Па
	по плану, L	расчётная, L <sub>p</sub>								
<b>Ответвление 27-27*</b>										
27-27*	4,6	<b>5,1</b>	5,09	0,19	0,73	15,40	305	0,210	2369	2367
$H = \frac{\Delta P_{27-28} - \Delta P_{27-27*}}{\Delta P_{27-28}} \cdot 100\% = \frac{14-2}{14} \cdot 100\% = 85,7\% > 10\%$ Необходима установка дополнительного местного сопротивления										

Расчет остальных ответвлений типа 27-27\* производится аналогично и необходима установка дополнительных местных сопротивлений.

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### 6.1 Конструирование сети внутридомовых газопроводов

Согласно требованиям [12], внутридомовые газопроводы необходимо выполнять из стальных водогазопроводных труб.

Глубина заложения дворового газопровода 1,4 м от поверхности земли до верха трубы. Газопровод под землей подходит к газифицируемому жилому дому и на расстоянии 2 м выходит из земли. С помощью соединения «полиэтилен–сталь» полиэтиленовая труба сменяется на стальную.

В местах выхода газопровода из земли засыпка траншеи производится песком на всю глубину траншеи по 1 м в разные стороны. Для предотвращения механического повреждения на выходе из земли газопровод заключается в футляр. Перед вводом газопровода в здание устанавливается кран шаровой изолирующий.

После выхода из земли газопровод прокладывается открыто на опорах, при помощи кронштейнов крепится к стенам по фасаду здания над окнами первого этажа. Ввод газопровода в здание осуществляется в помещение топочной, где установлено газовое оборудование. Помещение топочной расположено на первом этаже. Газопроводы внутри здания прокладываются открытым способом с креплением при помощи кронштейнов параллельно стенам и потолку.

Внутренние газопроводы выполняют из стальных труб, соединения которых должны быть неразъемными, резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газового оборудования. В местах пересечения строительных конструкций здания газопроводы следует прокладывать в футлярах.

Диаметр подводки к котлу «Лемакс Премиум-10» равен 20 мм, к которому подводится гибкий сильфонный металлорукав. Диаметр подводящего патрубка к газовой плите DARINA 1B KM441 301 W равен 15 мм. Диаметр подводящего патрубка к накопительному водонагревателю Ariston S/SGA 50 равен 15 мм.

Помещение топочной, необходимо оборудовать вентиляционным каналом для организации вытяжки, а также обеспечить 3-х кратный воздухообмен в час. Отвод продуктов сгорания от газового котла осуществляется в обособленный дымоход. Соединение газового котла к дымоходу выполнить трубами из кровельной стали. Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до потолка из негорючих материалов необходимо принять не менее 0,25 м. Обязателен отдельный выход наружу, а также необходимо окно с площадью остекления  $1\text{ м}^2$  из расчета  $0,03\text{ м}$  на  $1\text{ м}^3$  объема помещения.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

Для вентиляции кухонного помещения необходимо предусмотреть наличие окна с форточкой. Оконный проем в кухне спланировать из требования, что общая площадь остекления в помещении должна быть не менее 0,8 м<sup>2</sup>.

На вводе газопровода в жилое здание предусматривается следующий узел, включающий в себя: термозапорный клапан КТЗ, автоматически перекрывающий подачу газа, при пожаре (при достижении температуры 100 °С), электромагнитный клапан (в комплекте с СИКЗ), газовый фильтр и счетчик газа.

Газовое оборудование должно быть расположено так, чтобы не мешало свободному проходу, осмотру и его ремонту.

Гидравлический расчет внутридомового газопровода производится от наиболее нагруженного газоиспользующего прибора, в нашем случае, газового котла.

Расчетная схема внутридомового газопровода представлена на рисунке 6.1

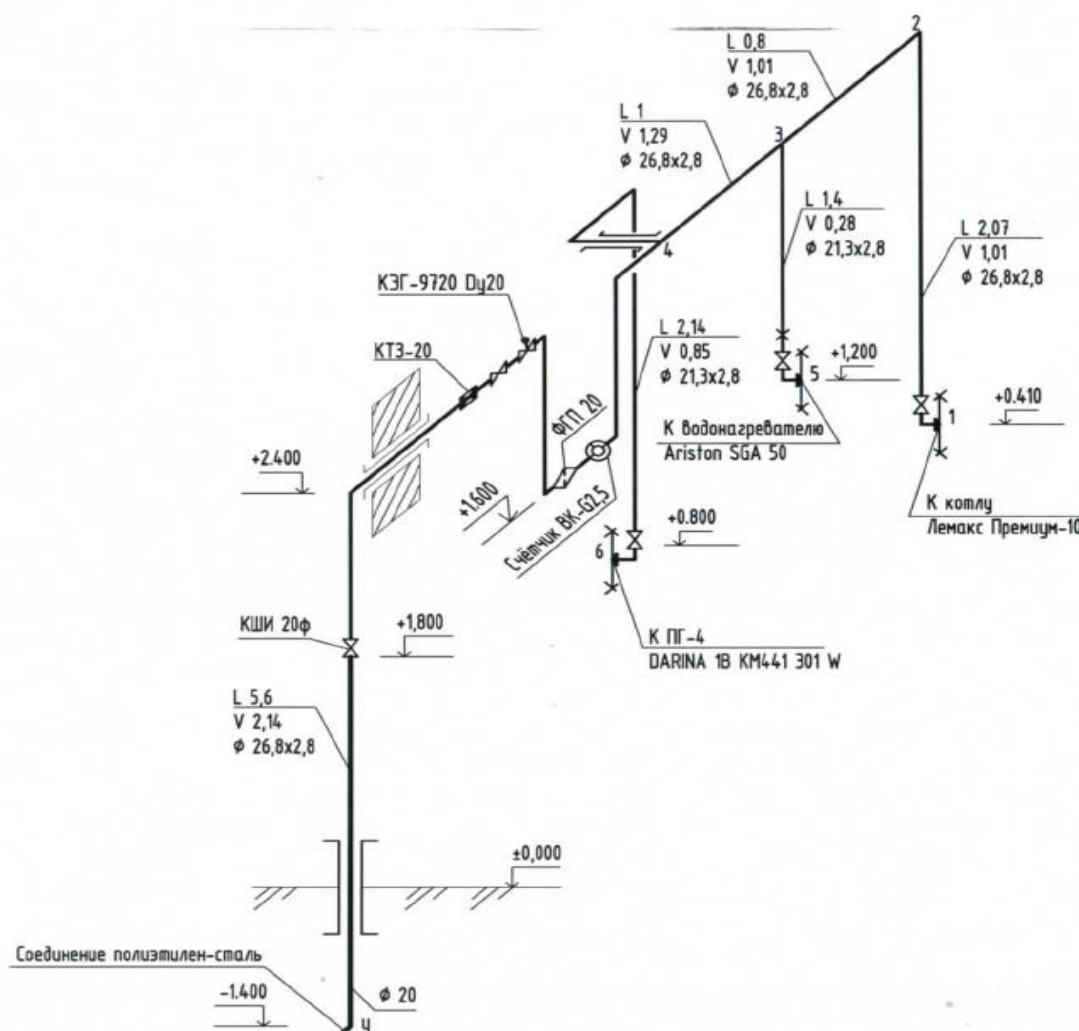


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

## 6.2 Определение расходов газа во внутридомовых газопроводах

Расчётные расходы газа на участках сети определяются по номинальной теплопроизводительности или мощности газопотребляющего прибора. Для участка, где расположен один газовый прибор, расход газа определяется по формуле

$$V = \frac{3,6 \cdot \sum Q_i}{Q_H^P}, \quad (6.1)$$

где  $\sum Q_i$  – сумма номинальных мощностей газопотребляющих приборов, кВт, принимается согласно пункту 3.1.

### *Пример расчёта расхода газа на участках основного направления 1-2-3-4-у:*

#### **Участок 1-2:**

На участке установлен газовый котел «Лемакс Премиум –10» (К) мощностью  $Q_K = 10$  кВт. Подставим значение в формулу (6.1)

$$V = \frac{3,6 \cdot 10}{35,77} = 1,01 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Участок 2-3: Аналогичен 1-2.

#### **Участок 3-4:**

Газовый котел «Лемакс Премиум –10» –1 шт., газовый водоподогреватель Ariston S/SGA 50 (ВПГ) мощностью  $Q_{ВПГ} = 2,9$  кВт. Подставим значение в формулу (6.1),

$$V = \frac{3,6 \cdot (10+2,9)}{35,77} = 1,29 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

#### **Участок 4-у:**

Газовый котел «Лемакс Премиум –10» –1 шт., газовый водоподогреватель Ariston S/SGA 50 – 1 шт., четырехконфорочная плита DARINA 1B KM441 301 W (П-4) – 1 шт., мощностью  $Q_{П-4} = 8,4$  кВт.

$$V = \frac{3,6 \cdot (10+2,9+8,4)}{35,77} = 2,14 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Расчет ответвлений производится аналогично, результаты сведены в таблицу 6.1

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		41



Таблица 6.1 – Определение расчётных расходов газа внутридомового газопровода

№ участка	Установленные приборы на участке	Количество, шт.	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	
			по приборам	в сумме на участке
<b>Основное направление 1-2-3-4-у</b>				
1-2	К	1	1,01	1,01
2-3	К	1	1,01	1,01
3-4	К	1	1,01	1,29
	ВПГ	1	0,28	
4-у	К	1	1,01	2,14
	ВПГ	1	0,28	
	П-4	1	0,85	
<b>Ответвление 5-3</b>				
5-3	ВПГ	1	0,28	0,28
<b>Ответвление 6-4</b>				
6-4	П-4	1	0,85	0,85

### 6.3 Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов

Порядок расчета:

1. Находятся 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 расчетной схеме и плану здания. Расчетные длины находят по формуле

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

где  $\alpha$  – процентная надбавка, принимается согласно пункту 3.35 [13].

2. находятся 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, примем равным 350 Па.

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

4. Находится 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 рассчитываемого участка газопровода, м;

$1,293$  и  $\rho_0^r$  – 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. С учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению находится сопротивление участков по формуле

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

Знак гидростатического напора зависит от движения газа, если газ движется вверх, берется знак минус, если вниз, то берется плюс.

6. Аналогичным образом проводится расчет ответвлений.

7. 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 давления на участках ответвления, МПа.

В качестве примера выполним расчет участка 1-2 основного направления внутридомовой сети низкого давления.

1.  $L=2,07$  м;  $\alpha=300\%$ .

2. Расчетная длина участка 1-2 находится по формуле (6.2):

$$L_p = 2,07 \cdot \left(1 + \frac{300}{100}\right) = 8,28 \text{ м}; \Sigma L_p = 17,53 \text{ м}.$$

3. Найдем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (6.3):

$$h_{cp} = \frac{350}{17,53} = 19,9 \text{ Па/м}.$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

4. По найденным значениям  $V=1,01 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{cp}=19,9 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d=26,8 \times 2,8 \text{ мм}$ ,  $h_d=0,6 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$ ;

5. Найдем действительное сопротивление участка:

$$L_p \cdot h_d = 8,26 \cdot 0,6 = 4,97 \text{ Па}$$

6. Определим гидростатическое давление участка по формуле (6.4):

$$H_r = 1,99 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 10,99 \text{ Па};$$

7. Найдем сопротивление участка с учетом гидростатического давления, действительных потерь по формуле (6.5):

$$\Delta P_d = 4,97 + 10,99 = 15,96 \text{ Па.}$$

#### ***Рассчитаем ответвление 5-3:***

1.  $L=1,40 \text{ м}$ ;  $\alpha=450\%$ ;

2. Расчетная длина участка 5-3 находится по формуле (6.2):

$$L_p = 1,40 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 7,7 \text{ м}; \Sigma L_p = 7,7 \text{ м.}$$

3. Найдем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (6.3):

$$h_{cp} = \frac{15,96 + 0,6}{7,7} = 2,15 \text{ Па/м.}$$

4. По найденным значениям  $V=0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{cp}=2,15 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d=21,3 \times 2,8 \text{ мм}$ ,  $h_d=0,75 \text{ Па/м}$ ;

5. Найдем действительное сопротивление участка:

$$L_p \cdot h_d = 7,7 \cdot 0,75 = 5,78 \text{ Па.}$$

6. Определим гидростатическое давление участка по формуле (6.4):

$$H_r = 1,2 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 6,63 \text{ Па.}$$

7. Найдем сопротивление участка с учетом гидростатического давления, общих действительных потерь по ответвлению по формуле (6.5):

$$\Delta P_d = 5,78 + 6,63 + 4,5 = 16,9 \text{ Па.}$$

#### ***Рассчитаем ответвление 6-4:***

1.  $L=2,14 \text{ м}$ ;  $\alpha=300\%$ ;

2. Расчетная длина участка 6-4 находится по формуле (6.2):

$$L_p = 2,14 \cdot \left(1 + \frac{300}{100}\right) = 8,56 \text{ м}; \Sigma L_p = 8,56 \text{ м.}$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

3. Найдем средние удельные потери давления для ответвления 6-4 определяется по действительным потерям давления участков 1-2-3-4 основного направления с учетом конечного давления на газопотребляющих приборах:

$$h_{cp} = \frac{2017,56-1800}{8,56} = 25,4 \text{ Па/м.}$$

4. По найденным значениям  $V = 0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{cp} = 25,4 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d = 21,3 \times 2,8 \text{ мм}$ ,  $h_d = 1,8 \text{ Па/м}$ ;

5. Найдем действительное сопротивление участка:

$$L_p \cdot h_d = 8,56 \cdot 1,6 = 13,7 \text{ Па.}$$

6. Определим гидростатическое давление участка по формуле (6.5):

$$H_r = 1,6 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 8,79 \text{ Па.}$$

7. Сопротивление участка с учетом гидростатического давления, общих действительных потерь по ответвлению, а также с учетом местного сопротивления шарового фланцевого крана КШИ-20ф  $\Delta P_{д,ш.к} = 4,5 \text{ Па}$  определим по формуле (6.6):

$$\Delta P_{д} = 14,55 + 8,79 + 4,5 = 27,8 \text{ Па.}$$

Остальные участки сети внутридомового газопровода низкого давления рассчитываются аналогично. Расчет сведен в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ Участка	Расчётный расход газа, V, м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчётная длина, L <sub>p</sub> , м	Средние удельные потери давления, h <sub>cp</sub> , Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, h <sub>d</sub> , Па/м	Сопротивление участка, h <sub>d</sub> ·L <sub>p</sub> , Па	Гидростатическое давление H <sub>r</sub> , Па	Падение давления, h <sub>d</sub> ·L <sub>p</sub> +/- H <sub>r</sub> , Па
<b>Расчёт основного направления 1-2-3-4-у</b>										
1-2	1,01	2,07	300	8,28	19,9	26,8x2,8	0,6	4,97	10,99	15,96
<i>Местное сопротивление на участке 1-2</i>										
1	Кран шаровый КШ-20									5
2-3	1,01	0,80	25	1,00	19,9	26,8x2,8	0,6	0,6	0,00	0,6
3-4	1,29	1,00	25	1,25		26,8x2,8	0,8	1,00	0,00	1,00
4-у	2,14	5,6	25	7,00		26,8x2,8	1,8	12,60	20,99	-8,39
<i>Местное сопротивление на участке 4-у</i>										Потери давления, Па
1	Клапан термозапорный КТЗ-20									9,00
2	Клапан электромагнитный КЭГ - 9720									15,00
3	Фильтр газовый пылеулавливающий ФГП-20									100,00
4	Счетчик газовый ВК-G2,5									200,00
5	Кран шаровый КШ-20									5
			<b>ΣL<sub>p</sub></b>	<b>17,53</b>					<b>ΣΔP<sub>д</sub></b>	<b>343,17</b>

Окончание таблицы 6.2

№ Участка	Расчётный расход газа, V, м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчётная длина, L <sub>р</sub> , 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> ·L <sub>р</sub> , Па	Гидростатическое давление H <sub>г</sub> , Па	Падение давления, h <sub>д</sub> ·L <sub>р</sub> +/- H <sub>г</sub> , Па
<b>Ответвление 5-3</b>										
5-3	0,28	1,40	450	7,70	2,15	21,3x2,8	0,75	5,78	6,63	12,4
<i>Местное сопротивление на участке 5-3</i>										
Кран шаровый КШ-15										4,5
<b>ΣΔP<sub>д</sub></b>										<b>16,9</b>
$H = \frac{21,56 - 16,9}{21,56} \cdot 100\% = 21,6 > 10\%$ Требуется установка местного сопротивления перед водонагревателем Ariston SGA 50										
<b>Ответвление 6-4</b>										
6-4	0,85	2,14	300	8,56	25,4	21,3x2,8	1,8	13,7	8,79	22,49
<i>Местное сопротивление на участке 5-3</i>										
Кран шаровый КШ-15										4,5
<b>ΣΔP<sub>д</sub></b>										<b>26,99</b>
$H = \frac{27,06 - 26,99}{27,06} \cdot 100\% = 0,3 < 10\%$										

## 7 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ШКАФНОГО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА

### 7.1 Оборудование пунктов редуцирования газа

Пункт редуцирования газа предназначен для редуцирования давления газа и поддержания давления на заданном уровне. В нашем случае ГРПШ, которое редуцирует давление со среднего на низкое.

В состав оборудования газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ) входят:

- фильтр, для очистки газа от механических примесей и пыли;
- регулятор давления, понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне независимо от изменения расхода и колебания давления газа до регулятора;
- предохранительно-запорный клапан (ПЗК) предназначен для отключения подачи газа потребителям при повышении или понижении давления газа отклоненного от настроенного режима работы после регулятора давления;
- предохранительно-сбросной клапан (ПСК) предназначен для сброса в атмосферу газа при незначительном повышении давления на выходе из ГРПШ.

Сначала газ поступает на фильтр, в котором происходит очистка газа от механических примесей, далее поступает в ПЗК и подается в регулятор давления, где давление газа снижается и поддерживается на заданном уровне, независимо от расхода. Если происходит повышение давления газа после регулятора выше заданных настроек, срабатывает ПСК, в результате чего давление газа сбрасывается в атмосферу через сбросную свечу ПСК. В случае если ПСК не справляется и не может сбросить давление до необходимых настроек, следовательно, давление газа продолжает возрастать, срабатывает ПЗК, перекрывает доступ газа на регулятор, и подача газа к потребителю через эту линию редуцирования прекращается.

Требуемое число линий редуцирования в ГРПШ рассчитывают исходя из пропускной способности и выходного давления газа. Для непрерывного обеспечения потребителей газом в пунктах редуцирования газа, пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, обязательно должна предусматриваться резервная линия редуцирования, на случай аварийной остановки одной из линий. Газовое оборудование резервной линии редуцирования должно быть аналогично составу оборудования рабочей линии. Резервная линия редуцирования должна включаться в работу автоматически при неисправности основной линии.

Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов и выводиться за пределы ГРПШ вертикально вверх. Конструкция оголовка должна предотвращать попадание атмосферных осадков в газопровод.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		47

Параметры настройки редукционной арматуры ГРПШ должны определяться с учетом потерь давления газа в распределительных газопроводах, диапазона рабочего давления перед газоиспользующим оборудованием потребителей, колебаний давления газа в сети газораспределения, обусловленных неравномерностью газопотребления.

В процессе эксплуатации ГРПШ должны выполняться следующие регламентные работы:

- технический осмотр (осмотр технического состояния) – не реже одного раза в месяц;
- техническое обслуживание технологического оборудования – не реже одного раза в шесть месяцев;
- текущий ремонт технологического оборудования – не реже одного раза в три года, если иное не установлено изготовителем оборудования.

**Расчетные данные:**

$V_p = V_{\text{ГРПШ}} = 163,6 \text{ м}^3/\text{ч}$  – расчётная пропускная способность ГРПШ;

$P_1^{\text{изб}} = P_{\text{вх}} = 0,2965 \text{ МПа}$  – избыточное расчётное входное давление газа (согласно гидравлическому расчёту, п. 4.2, табл. 4.4);

$P_2^{\text{изб}} = P_{\text{вых}} = 0,0027 \text{ МПа}$  – избыточное расчётное выходное давление газа;

$\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$  – плотность газа.

**7.2 Подбор регуляторов давления**

Регуляторы давления газа подбираются по проходному сечению, которое обеспечивает максимальный пропуск заданного количества газа.

По расчётной пропускной способности ГРПШ  $V_p = 163,6 \text{ м}^3/\text{ч}$  подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками.

В справочной литературе и каталогах приводятся основные технические характеристики применяемых регуляторов давления.

Принимаем к установке регулятор РДНК-400М, он относится к типу комбинированных регуляторов.

Технические характеристики представлены в таблице 7.1. Зависимость пропускной способности регулятора давления от входного давления внесены в таблицу 7.2.

Таблица 7.1 – Технические характеристики РДНК- 400М

РДНК-400М		
Регулируемая среда	природный газ	
Диапазон входного давления, МПа	0,05–0,6	
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,00–5,00	
D <sub>y</sub> , диаметр присоединительного патрубка, мм:	50	
Пропускная способность при максимальном входном давлении, м <sup>3</sup> /ч	600	
Диапазон настройки ПЗК, МПа	При повышении давления $P_{\text{ВЫХ}}$	$(1,2- 1,8) \cdot P_{\text{ВЫХ}}$
	При понижении давления $P_{\text{ВЫХ}}$	$(0,2- 0,5) \cdot P_{\text{ВЫХ}}$

Таблица 7.2 – Зависимость пропускной способности регулятора давления РДНК- 40 от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч
0,05	55
0,1	100
0,2	180
0,3	300
0,4	400
0,5	500
0,6	600

В случаях, когда табличные данные не совпадают с расчетными, тогда для определения пропускной способности регулятора рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:



Если другая плотность газа:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T}{\sqrt{\rho}}; \quad (7.1)$$

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

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot \rho \cdot p_{2T}}}; \quad (7.2)$$

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

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot p_{2T}}}; \quad (7.3)$$

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

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T \cdot p_1}{p_{1T} \cdot \sqrt{\rho}}, \quad (7.4)$$

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

$$V = \frac{V_T \cdot p_1}{p_{1T}} \quad (7.5)$$

где «Т» – табличное значение параметра.

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

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

$\Delta p$  и  $\Delta p_T$  – перепад давления в регуляторе расчётный и табличный соответственно, МПа;

$p_1$  и  $p_{1T}$  – абсолютное входное давление газа расчётное и табличное соответственно, МПа;

$p_2$  и  $p_{2T}$  – абсолютное выходное давление газа расчётное и табличное соответственно, МПа;

Нормальная работа регулятора давления состоит, когда его максимальная пропускная способность  $V_{\text{MAX}}$  не более 80%, а минимальная  $V_{\text{MIN}}$  не менее 10 % от расчётной пропускной способности  $V_P$  при заданном входном и выходном давлениях.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		50

Таким образом должно выполняться условие:

$$0,1 \cdot V \leq V_P \leq 0,8 \cdot V \quad (7.6)$$

Находится действительная пропускная способность регулятора давления с учетом отношение абсолютных давлений и фактической плотности газа, по подходящей формуле. Далее выполняется проверка выполнения условия (7.6). В случае невыполнения условий выбирается регулятор следующего диаметра (большего или меньшего), до тех пор, пока условие не будет выполнено.

### **Подбор регулятора:**

Найдем абсолютное входное давление газа  $p_1 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,2965 + 0,1 = 0,3965$  МПа;

Найдем абсолютное выходное давление газа  $p_2 = P_2^{\text{изб}} + 0,1 = 0,0027 + 0,1 = 0,1027$  МПа;

Проверим возможность установки регулятора давления РДНК-400М с условным диаметром  $D_y = 50$  мм и пропускной способностью  $V_T = 300$  м<sup>3</sup>/ч при входном абсолютном давлении  $p_{1T} = 0,4$  МПа.

$$\text{Так как } \frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1027}{0,3965} = 0,25 < 0,5 \text{ и } \rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3,$$

следовательно, пропускная способность определяется по формуле (7.5):

$$V = \frac{300 \cdot 0,3965}{0,4} = 297,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Выполним проверку условия по формуле (7.6):

$$0,1 \cdot V \leq V_P \leq 0,8 \cdot V$$

$$29,73 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 163,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 237,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Условие выполняется, следовательно к установке в ГРПШ принят регулятор давления газа РДНК-400М с условным диаметром  $D_y = 50$  мм, пропускная способность которого составляет  $V_T = 300$  м<sup>3</sup>/ч при входном абсолютном давлении  $p_{1T} = 0,4$  МПа.

### **7.3 Подбор фильтров**

Газовые фильтры в ГРПШ (ГРУ) предназначены для очистки транспортируемого по газопроводам газа от ржавчины, окалин, пыли и других механических примесей, которые приводят к преждевременному износу запорной и регулирую-

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

щей арматуры, воздействуют на работу контрольно-измерительных приборов и регулирующих приборов. В случае, если расстояние от источника газа до потребителя превышает один км, то необходимо предусматривать установку фильтра газа.

Устройства очистки газа должны обеспечивать степень очистки, необходимую для функционирования технических устройств в соответствии с требуемыми параметрами (но не более 80 мкм).

На фильтр необходимо устанавливать индикатор перепада давления, показывающий уровень засоренности фильтрующего элемента и фиксирующее значение перепада давления на фильтрующем элементе.

Допустимый перепад давления газа на фильтре (фильтрующем элементе) устанавливает предприятие-изготовитель, который указывается в эксплуатационной документации на ГРПШ.

Фильтры подбирают по пропускной способности согласно данным технической литературы и каталогов.

По расчётной пропускной способности ГРПШ  $V_p = 163,6 \text{ м}^3/\text{ч}$  подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ (ФС)-50.

Технические характеристики представлены в таблице 7.3. Зависимость пропускной способности фильтра от входного избыточного давления внесены в таблицу 7.4.

Таблица 7.3 – Технические характеристики сетчатого фильтра ФГ(ФС)-50

ФГ (ФС)-50	
Условный проход, Ду, мм	50
Рабочее давление, МПа, не более	1,6
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5
Фильтрующий элемент	нержавеющая сетка с ячейкой 0,08 мм

Таблица 7.4 – Зависимость пропускной способности фильтра ФГ(ФС)-50 от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч
0,1	430
0,2	530
0,3	610

Окончание Таблицы 7.4

0,6	890
1,2	2000

В случае, если плотность и перепад давлений отличаются от табличных, то пропускная способность определяется по формуле

$$V=0,855 \cdot V_T \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\Delta P_T \cdot P_{1T} \cdot \rho}} \quad (7.7)$$

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

**Подбор фильтра:**

Проверяется возможность установки сетчатого фильтра ФГ (ФС)-50, для которого  $V_T = 610 \text{ м}^3/\text{ч}$  при входном избыточном давлении  $P_{1T}^{\text{изб}} = 0,3 \text{ МПа}$ .

Абсолютное входное давление равно  $P_{1T} = P_{1T}^{\text{изб}} + 0,1 = 0,4 \text{ МПа}$

$$V = 0,855 \cdot 610 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3965}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 607,7 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} > V_P = 181,71 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, следовательно, к установке в ГРПШ принят фильтр ФГ (ФС)-50, для которого  $V_T = 610 \text{ м}^3/\text{ч}$  при входном давлении  $P_{1T} = 0,2965 \text{ МПа}$ .

**7.4 Подбор предохранительно-запорного клапана**

ПЗК должен обеспечивать защиту от повышения и понижения давления газа за допустимые значения.

Сработка ПЗК происходит как на повышение, так и на понижение давление газ, выходящего за рамки нормального (настроенного). Устанавливаются ПЗК на входе после фильтра перед регулятором давления газа. Различают два вида ПЗК: ПКН и ПКВ. ПКН устанавливается при низком выходном давлении, а ПКВ при среднем выходном давлении газа.

Тип регулятора давления газа учитываются при подборе ПЗК, так как этим определяются размеры и тип запорного устройства. Обычно ПЗК подбирается с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Тип регулятора мы уже определили – РДНК-400М, условный диаметр которого составляет 50 мм. Следовательно, ПЗК выбираем с условным диаметром 50 мм. Таким образом, к установке принимается ПКН-50.

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

$$P_{\text{ниж}}^{\text{H}}=0,9 \cdot P_2 \quad (7.8)$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{H}}=0,9 \cdot 0,0027=0,00243 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{\text{верх}}^{\text{H}}=1,2 \cdot P_2 \quad (7.9)$$

$$P_{\text{верх}}^{\text{H}}=1,2 \cdot 0,0027=0,00324 \text{ МПа.}$$

К установке принят ПКН-50 с диапазоном срабатывания при повышении давления с 2 до 60 кПа и с диапазоном срабатывания при понижении давления с 0,2 до 3 кПа.

### 7.5 Подбор предохранительно-сбросного клапана

При изменении давления газа в газопроводе свыше заданного, недопустимом для безопасной и стабильной работы газоиспользующего и газового оборудования ПСК должны обеспечивать сброс газа в атмосферу.

Подбор ПСК осуществляется по пропускной способности регулятора давления газа. Пропускная способность ПСК должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления газа.

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

$$P_{\text{H}}=1,15 \cdot P_2 \quad (7.10)$$

$$P_{\text{H}}=1,15 \cdot 0,0027=0,00310 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки срабатывания от 2 до 5 кПа.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

### 8.1 Конструирование сети газопровода котельной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая котельная, которая обслуживает клуб и магазин в поселке. Передача тепла происходит путём его распределения по системам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Котельная соединяется с клубом и магазином при помощи теплотрассы.

Ввод газопровода в здание котельной выполняется через стену здания, проложенного в футляре, представляющим собой часть трубы большего диаметра, чем газопровод и предназначенного для защиты газопровода от повреждений (сплющиваний) при возможных деформациях стены.

Согласно требованиям [12; 14], газопроводы внутри котельной выполняются стальными, соединение труб неразъёмные. Разъёмные соединения допускается применять 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 ответвлением диаметром 32x3,0 мм от наружного газопровода среднего давления. Снижение давления газа со среднего на низкое производится в газорегуляторной установке (ГРУ) с основной и резервной линиями редуцирования с установленными регуляторами РДУ-32/С-4-1,2 (см. пункт 8.2).

На случай аварии или остановки на вводе в котельную устанавливается отключающее устройство для остановки подачи газа. На случай пожара на газопроводе устанавливается термозапорный клапан КТЗ, предназначенный для автоматического перекрытия газа, а также электромагнитный клапан. Для очистки природного газа в ГРУ установлен газовый фильтр. Для коммерческого учета расхода газа устанавливается ротационный счетчик

В котельной расположены три напольных газовых двухконтурных котла Navien GST-60KN с номинальной тепловой мощностью  $Q_k=60$  кВт каждый.

Котлы, установленные в помещении котельной необходимо оборудовать автоматикой регулирования и автоматикой безопасности для прекращения подачи газа при погасании пламени горелки, понижение или повышение давления газа в сети, прекращение энергоснабжения, нарушение системы вентиляции, а также в случае отсутствия тяги. Для контроля над превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода или метана необходимо предусматривать установку в помещении котельной сигнализаторы загазованности.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		55

Дымовые газы от котлов необходимо отводить через металлические газоходы от каждого котла и дымовую трубу.

Для обеспечения ремонта газопровода и газовой арматуры прокладку газопровода внутри котельной необходимо осуществлять открыто с креплением к несгораемым стенам при помощи кронштейнов на расстоянии 20 см от поверхности стены.

Продувка газопровода котельной осуществляется через продувочные свечи в атмосферу. На продувочных свечах установлены краны и штуцера для отбора проб газа с краном. Продувочные газопроводы необходимо выводить на 1 м выше крыши в месте, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа. На конце продувочного газопровода монтируют защитный зонтик для исключения попадания в продувочный газопровод атмосферных осадков

За отметку 0,000 принимается отметка чистого пола котельной. На случай пожара котельная должна быть оснащена средствами пожаротушения.

Схема котельной представлена на рисунке 8.1.

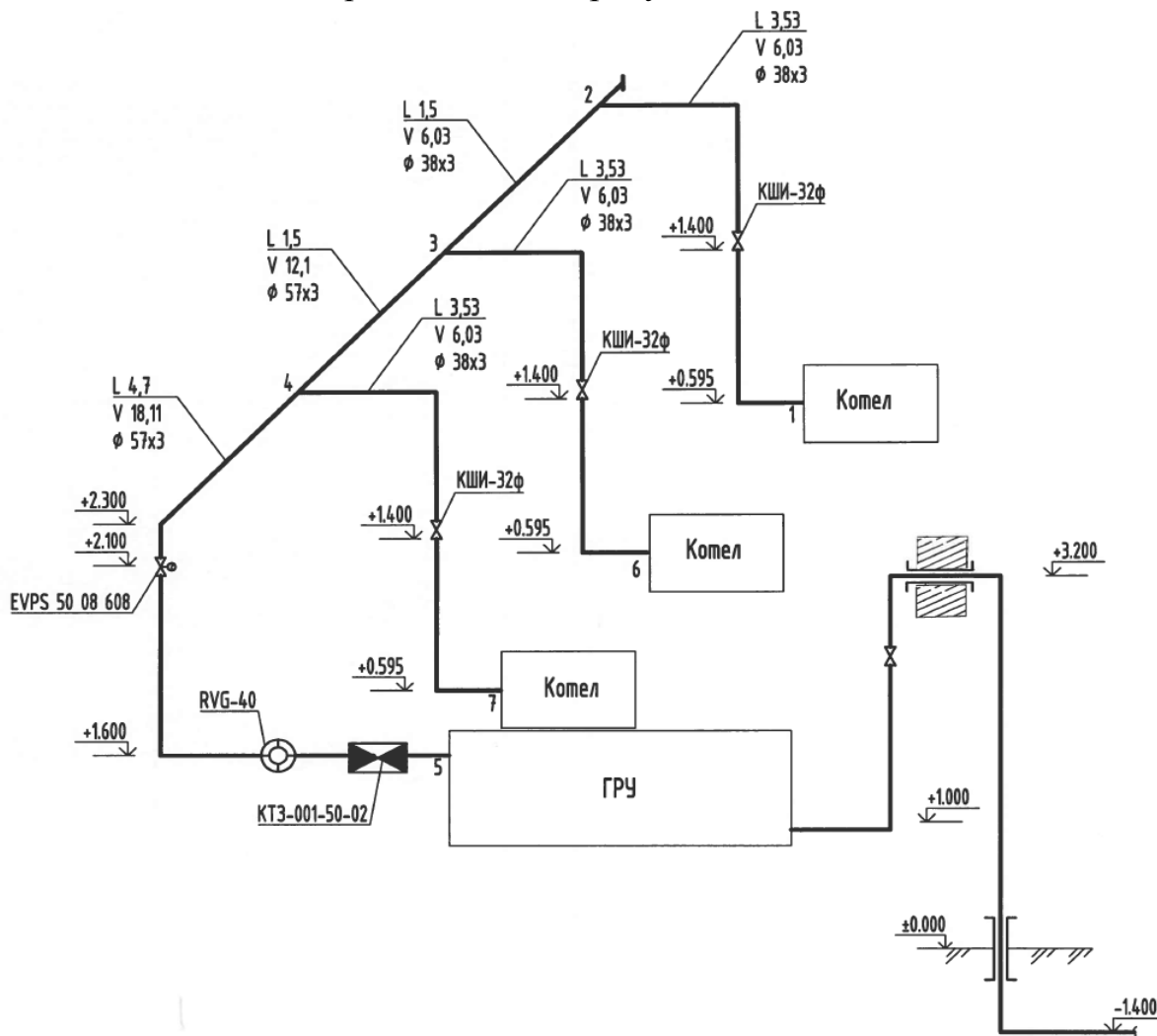


Рисунок 8.1 – Расчетная схема газопровода котельной

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

В котельной запроектирована естественная вентиляция из расчета: вытяжка – в объеме трехкратного воздухообмена и воздуха на горение в час, осуществляется посредством расположения воздуховода над газоиспользующим оборудованием. Из расчета объема помещения на крыше котельной установлен дефлектор диаметром 160 мм.

Капитальный ремонт оборудования котельной проводится раз в два-три года. Котел подвергается техническому освидетельствованию по трем видам:

- Гидравлические испытания (не реже чем раз в 8 лет)
- Внутренний осмотр (не реже одного раза в четыре года)
- Наружный осмотр (не реже чем раз в год)

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

Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию производить в соответствии с требованиями [13].

Котельная работает с использованием дистанционного контроля работы в автоматическом режиме без присутствия обслуживающего персонала.

Система автоматического управления котельных установок обеспечивает изменение производительности при заданных температуре воды и давлении, также предназначена для повышения безопасности и надежности работы котла. При изменении температуры теплоносителя или давления газа переключение режимов работы производится в автоматическом режиме.

## **8.2 Подбор оборудования газорегуляторной установки котельной**

### ***Расчетные данные:***

Расчётная пропускная способность ГРУ составляет:  $V_p = 18,11 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

Избыточное расчётное входное давление газа (согласно пункта 4.2, таблица 4.4) –  $P_1^{\text{изб}} = P_{\text{вх}} = 0,2976 \text{ МПа}$ ;

Избыточное расчётное выходное давление газа –  $P_2^{\text{изб}} = P_{\text{вых}} = 0,0033 \text{ МПа}$ ;

Плотность газа  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ .

Необходимое число линий редуцирования находится исходя из требуемой пропускной способности, выходного давления газа и назначения пункта редуцирования газа в сети газораспределения.

Для обеспечения непрерывной подачи газа (в случае возможных аварийных ситуаций) потребителям в ГРУ пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, обязательно должна предусматриваться резервная линия редуцирования.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57



В ГРУ предусмотрено следующее оборудование: фильтр газовый, регулятор давления, запорная арматура, ПЗК, ПСК, счетчик газа, приборы КИПиА, необходимые для бесперебойной и безаварийной работы.

Методика подбора оборудования в газорегуляторные пункты и установки приведена в главе 7.

### ***Подбор регуляторов давления***

По расчётной пропускной способности ГРУ  $V_p = 18,11 \text{ м}^3/\text{ч}$  с помощью таблиц 8.1 и 8.2 подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками.

Таблица 8.1 – Технические характеристики РДУ-32/С-4-1,2

РДУ-32/С-4-1,2	
Регулируемая среда	природный газ
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,00–3,5
$D_y$ , диаметр присоединительного патрубка, мм:	32
Диаметр седла, мм	4

Таблица 8.2 – Зависимость пропускной способности регулятора давления РДУ-32/С-4-1,2 от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$
0,05	12
0,1	23
0,2	31
0,3	43
0,4	52
0,5	62
0,6	72

Найдем абсолютное входное давление газа  $p_1 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,2976 + 0,1 = 0,3976$  МПа;

Найдем абсолютное выходное давление газа  $p_2 = P_2^{\text{изб}} + 0,1 = 0,0033 + 0,1 = 0,1033$  МПа;

Проверяется возможность установки регулятора давления РДНК-32/3 с условным диаметром  $D_y = 32$  мм, для которого пропускная способность составляет  $V_T = 17$  м<sup>3</sup>/ч при входном абсолютном давлении  $p_{1T} = 0,4$  МПа.

Так как  $\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1033}{0,3976} = 0,25 < 0,5$  и  $\rho = \rho_T = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>, то пропускная способность определяется по формуле (7.5):

$$V = \frac{43 \cdot 0,3976}{0,4} = 42,74 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Проверим выполнение условия по формуле (7.6):

$$0,1 \cdot V \leq V_p \leq 0,8 \cdot V$$

$$4,27 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 18,11 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 34,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Условие выполняется, следовательно, к установке в ГРУ принят регулятор давления РДУ-32/С-4-1,2 с условным диаметром  $D_y = 32$  мм, пропускная способность которого составляет  $V_T = 43$  м<sup>3</sup>/ч при входном абсолютном давлении  $p_{1T} = 0,4$  МПа.

### **Подбор фильтров**

С регуляторами давления РДУ применяются газовые фильтры сетчатые.

По расчётной пропускной способности ГРУ  $V_p = 18,11$  м<sup>3</sup>/ч с помощью таблиц 8.3 и 8.4 подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ-25.

Таблица 8.3 – Технические характеристики сетчатого фильтра ФГ-25

ФГ (ФС)-25	
Условный проход, Ду, мм	25
Рабочее давление, МПа, не более	1,2
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5
Фильтрующий элемент	нержавеющая сетка с ячейкой 0,08 мм

Таблица 8.4 – Зависимость пропускной способности фильтра ФГ-25 от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч
0,1	130
0,2	175
0,3	205
0,6	270
1,2	370

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

Абсолютное входное давление равно  $P_{1T} = P_{1T}^{\text{изб}} + 0,1 = 0,4 \text{ МПа}$ .

Пропускная способность фильтра определяется по формуле (7.7):

$$V = 0,855 \cdot 205 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3976}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 204,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} > V_P = 18,11 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, следовательно, к установке в ГРУ принят фильтр ФГ-25, для которого  $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$  при входном давлении  $P_{1T} = 0,3976 \text{ МПа}$ .

#### ***Подбор предохранительно-запорного клапана***

При подборе типа и габаритов ПЗК следует учитывать тип регулятора. ПЗК обычно подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Мы выбрали регулятор: РДУ-32/С-4-1,2, который имеет условный диаметр 32 мм и встроенный предохранительно запорный клапан.

Настройка нижнего предела давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа на газоиспользующее оборудование, определяется по формуле (7.8):

$$P_{\text{ниж}}^H = 0,9 \cdot 0,0033 = 0,00297 \text{ МПа.}$$

Настройка верхнего предела давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа на газоиспользующее оборудование, находится по формуле (7.9):

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot 0,0033 = 0,00396 \text{ МПа.}$$

Диапазон настройки давления, срабатывания отключающего устройства: для нижнего предела  $0,00165 \div 0,0037 \text{ МПа}$  и верхнего предела  $0,001 \div 0,015 \text{ МПа}$ .

### **Подбор предохранительно-сбросного клапана**

ПСК также необходимо подбирать по пропускной способности регулятора давления.

Настройки верхнего предела давления, при котором ПСК сбросит в атмосферу излишки газа определяются по формуле (7.10):

$$P_n = 1,15 \cdot 0,0033 = 0,003795 \text{ МПа.}$$

Беря в расчет пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки 0,002÷0,005.

### **8.3 Расчёт внутреннего газопровода котельной**

Расчёт внутреннего газопровода котельной производится по методике, описанной в пункте 6.2.

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

1)  $L=3,53 \text{ м; } \alpha = 300 \text{ \%}$ .

2) Определим расчетную длину участка 1-2 по формуле (6.2):

$$L_p = 3,53 \cdot \left(1 + \frac{300}{100}\right) = 14,1 \text{ м; } \Sigma L_p = 23,74 \text{ м.}$$

3) Найдем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (6.3):

$$h_{cp} = \frac{600}{23,74} = 25,5 \text{ Па/м.}$$

4) По найденным значениям  $V= 15,1 \text{ м}^3/\text{ч}$  и  $h_{cp}= 2,53 \text{ Па/м}$  с помощью номограммы низкого давления определяем диаметр газопровода  $d=57 \times 3 \text{ мм}$  и  $h_d = 1,1 \text{ Па/м}$ ;

5) Определим действительное сопротивление участка:

$$L_p \cdot h_d = 14,12 \cdot 2 = 28,24 \text{ Па}$$

6) Определим гидростатическое давление участка по формуле (6.4):

$$H_r = 1,705 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 9,37 \text{ Па;}$$

7) Найдем сопротивление участка с учетом гидростатического давления, действительных потерь по формуле (6.5):

$$\Delta P_d = 28,24 + 9,37 = 37,61 \text{ Па.}$$

Аналогично рассчитываются остальные участки сети газопровода котельной. Расчет сведен в таблицу 8.5.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

Таблица 8.5 – Гидравлический расчет внутреннего газопровода котельной

№ участка	Расчетный расход газа, V, м3/ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, α, %	Расчетная длина, Lp, м	Средние удельные потери давления, hср, Па/м	Наружный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, hд, Па/м	Сопротивление участка, hд·Lp, Па	Гидростатическое давление Нг, Па	Падение давления на участке, Па
<b>Расчет основного направления 1-2-3-4-5 (ГРУ)</b>										
1-2	6,03	3,53	300	14,12	25,5	38x3	2,00	28,24	9,37	37,61
Местные сопротивления на участке 1-2										
Кран шаровый муфтовый										5
<b>Итого</b>										<b>42,61</b>
2-3	6,03	1,50	25	1,88	25,5	38x3	2,00	3,75	0,00	3,75
3-4	12,06	1,50	25	1,88		57x3	0,75	1,41	0,00	1,40
4-5	18,11	4,7	25	5,88		57x3	1,8	10,58	-7,18	3,4
№	Местное сопротивление на участке 4-5									
1	Клапан термозапорный КТЗ-001-65-02									15,00
2	Клапан электромагнитный EVPS 65 08 608									24,00
4	Ротационный счетчик RVG G-40 с Dy=50 мм.									300,00
			<b>ΣLp</b>	<b>23,75</b>					<b>Итого</b>	<b>390,16</b>
<b>Ответвление 6-3</b>										
6-3	6,03	3,53	300	14,12	2,93	38x3	2,00	28,24	9,37	37,61
Местные сопротивления на участке 6-3										
Кран шаровый муфтовый										5
<b>Итого</b>										<b>42,61</b>
$H = \frac{46,36 - 42,61}{46,36} \cdot 100\% = 8\% < 10\%$										
<b>Ответвление 7-4</b>										
7-4	15,10	3,53	300	14,12	1,96	57x3	1,10	15,53	9,37	24,90
Местные сопротивления на участке 7-4										
Кран шаровый муфтовый										5
<b>Итого</b>										<b>42,61</b>
$H = \frac{47,7 - 42,61}{47,7} \cdot 100\% = 9,98\% < 10\%$										

## 8.4 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания

### 8.4.1 Определение теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

ния

На основании процентного состава компонентов при сжигании газообразного сухого топлива, указанных в таблице 1.3. производится расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , газа.

Определим теоретический объем воздуха,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , по формуле

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (\text{CO} + \text{H}_2) + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \Sigma \left( m + \frac{n}{4} \right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2) \quad (8.1)$$

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (0 + 0) + 1,5 \cdot 0 + \left( 1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 97,64 + \left( 2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 1,32 + \left( 3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,01 - 0) = 9,518 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}.$$

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива:

1. Объем азота,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , находится по формуле

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + \frac{N^p}{100} \quad (8.2)$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot 9,518 + \frac{0,73}{100} = 7,526 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3},$$

2. Объем трехатомных газов,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , находится по формуле

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 0,01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \Sigma m \cdot \text{C}_m\text{H}_n) \quad (8.3)$$

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 0,01 \cdot (0,3 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,64 + 2 \cdot 1,32 + 3 \cdot 0,01) = 1,006 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3},$$

3. Объем водяных паров,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , находится по формуле

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \cdot \left( \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \Sigma \frac{n}{2} \cdot \text{C}_m\text{H}_n + 0,124 \cdot d \right) + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (8.4)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \cdot \left( 0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,64 + \frac{6}{2} \cdot 1,32 + \frac{8}{2} \cdot 0,01 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,0161 \cdot 9,518 = 2,158 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3},$$

4. Объем дымовых газов,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , находится по формуле

$$V_r^0 = V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \quad (8.5)$$

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

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

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

Для расчета действительных объемов продуктов горения по газоходам агрегата прежде всего выбирают коэффициент избытка воздуха в верхней части  $\alpha_T$  топки и присосы воздуха в отдельных поверхностях нагрева  $\Delta\alpha$ . Коэффициент избытка воздуха  $\alpha_T$  выбирается в зависимости от типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива и должен обеспечить практически полное сгорание топлива, значения приведены в [15, табл. 3.1]. Рассчитаем значения для котла Navien GST-60KN.

Значения коэффициента  $\alpha_T$ :

- для топок, сжигающих газ, примем  $\alpha'_T=1,07$ ;
- присосы воздуха в топках, работающих под наддувом, исключены:  $\Delta\alpha_T=0$ ;
- на выходе из топки:  $\alpha''_T=\alpha'_T+\Delta\alpha_T=1,07+0=1,07$ ;
- для кипяточного пучка  $\alpha'_{к.п.}=\alpha'_T=1,07$ ;
- присос воздуха для кипяточного пучка  $\Delta\alpha_{к.п.}=0,1$ .

Определим коэффициент избытка воздуха на выходе из кипяточного пучка по формуле

$$\alpha''_{к.п.}=\alpha'_{к.п.}+\Delta\alpha_{к.п.} \quad (8.6)$$

$$\alpha''_{к.п.}=1,07+0,1=1,17.$$

Определим средний коэффициент избытка воздуха для топки по формуле

$$\alpha_{ср.т.}=\frac{\alpha'_T+\alpha''_T}{2} \quad (8.7)$$

$$\alpha_{ср.т.}=\frac{1,07+1,07}{2}=1,07.$$

Определим средний коэффициент избытка воздуха для кипяточного пучка по формуле

$$\alpha_{ср.к.п.}=\frac{\alpha'_{к.п.}+\alpha''_{к.п.}}{2} \quad (8.8)$$

$$\alpha_{ср.к.п.}=\frac{1,07+1,17}{2}=1,12.$$

Результаты расчётов занесем в таблицу 8.6

Таблица 8.6 – Коэффициенты избытка воздуха

Элемент котла	$\alpha'$	$\Delta\alpha$	$\alpha''$	$\alpha_{ср}$
Топка	1,07	0	1,07	1,07
Кипяточный пучок	1,07	0,1	1,17	1,12

### 8.4.3 Определение действительных объемов продуктов сгорания

Определим действительный объем водяных паров,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , по формуле

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0. \quad (8.9)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,158 + 0,0161 \cdot (1,07 - 1) \cdot 9,518 = 2,168 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}.$$

Определим действительный объем воздуха,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ , по формуле

$$V_{\text{B}} = V_{\text{B}}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0. \quad (8.10)$$

$$V_{\text{B}} = 9,518 + (1,07 - 1) \cdot 9,518 = 10,184 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}.$$

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

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + (\alpha_{\text{ср}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0. \quad (8.11)$$

$$V_{\text{Г}} = 1,006 + 7,592 + 2,174 + (1,07 - 1) \cdot 9,518 = 11,438 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}.$$

Определим объемные доли трехатомных газов по формуле

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\text{Г}}}. \quad (8.12)$$

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{1,006}{11,438} = 0,087.$$

Определим объемные доли водяных паров по формуле

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{Г}}}. \quad (8.13)$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{2,174}{11,438} = 0,190.$$

Определим суммарную доля трехатомных газов по формуле

$$r_{\text{П}} = r_{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{RO}_2}. \quad (8.14)$$

$$r_{\text{П}} = 0,190 + 0,087 = 0,277.$$

Остальные расчёты выполняются аналогично. Результаты сводятся в таблицу 8.7.

Таблица 8.7 – Объемы продуктов сгорания и объемные доли трехатомных газов

Наименование	Обозначение	Размерность	Элементы нагрева котла	
			топка	кипятильный пучок
Коэффициент избытка воздуха на входе	$\alpha'$	–	1,07	1,07



Окончание таблицы 8.7

Наименование	Обозначение	Размерность	Элементы нагрева котла	
			топка	кипятильный пучок
Присос воздуха	$\Delta\alpha$	–	0	0,1
Наименование	Обозначение	Размерность	Элементы нагрева котла	
			топка	кипятильный пучок
Коэффициент избытка воздуха на выходе	$\alpha''$	–	1,07	1,17
Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{\text{ср}}$	–	1,07	1,12
Действительный объем воздуха	$V_{\text{в}}$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	10,184	10,660
Действительный объем водяных паров	$V_{\text{H}_2\text{O}}$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	2,168	2,176
Действительный объем продуктов сгорания	$V_{\text{г}}$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	11,438	11,914
Объемные доли трехатомных газов	$\Gamma_{\text{RO}_2}$	–	0,087	0,084
Суммарная доля водяных паров	$\Gamma_{\text{H}_2\text{O}}$	–	0,190	0,182
Суммарная доля трехатомных газов	$\Gamma_{\text{п}}$	–	0,277	0,266

### 8.5 Расчет дымовой трубы

**Исходные данные:**

1. Температура наиболее холодной пятидневки в г. Челябинск:  $t_0 = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
2. Низшая теплота сгорания топлива:  $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 35,77 \text{ МДж/м}^3$ ;
3. Расход топлива, подаваемого в топку:  $V_{\text{p}} = 0,0017 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
4. Температура дымовых газов на входе в дымовую трубу  $\vartheta'_{\text{yx}} = 141 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
5. Скорость дымовых газов на выходе из устья  $w_0 = 10 \text{ м/с}$ ;
6. Фактическая производительность котла  $Q_{\text{ф}} = 54 \text{ кВт}$ ;
7. Номинальная производительность котла  $Q_{\text{н}} = 60 \text{ кВт}$ .

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

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

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (8.15)$$

где  $\beta_1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

$\beta_2$  – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи в топку;

$r$  – степень рециркуляции инертных газов;

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

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

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\text{ф}}}{20 + Q_{\text{H}}}, \quad (8.16)$$

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

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

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

Дымовые газы дополнительно не отправляются на догорание, следовательно –  $\beta_2 = 0$ ;  $r = 0$ ;  $\beta_3 = 1$ .

2. По заданной скорости на входе в дымовую трубу  $w_0 = 10$  м/с, сможем определить диаметр устья трубы по формуле

$$D = \sqrt{\frac{4V_{\Gamma}^{\text{XB}}}{\pi \cdot w_0}}, \quad (8.17)$$

где  $V_{\Gamma}^{\text{XB}}$  – реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы, м<sup>3</sup>/с, который определяется по формуле

$$V_{\Gamma}^{\text{XB}} = V_{\Gamma} \cdot B \cdot \frac{273 + \theta'_{\text{yx}}}{273}. \quad (8.18)$$

3. Полученный диаметр принимается из стандартного ряда диаметров дымовых труб. После чего по стандартному диаметру трубы  $D_{\text{ст}}$ , определяется фактическая скорость на выходе из дымовой трубы по формуле

$$w_{\text{ф}} = \frac{4V_{\Gamma}^{\text{XB}}}{\pi \cdot D_{\text{ст}}^2} \quad (8.19)$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

4. Дальнейший расчет ведется методом последовательных приближений. Сначала задается минимальная высота дымовой трубы  $H^{\text{зад}}$ ; Определяется действительная высота трубы по формуле

$$H_{\text{д}} = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \frac{M_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \sqrt[3]{\frac{1}{V_1 \cdot \Delta T}}}, \quad (8.20)$$

где  $A$  – коэффициент температурной стратификации атмосферы для данной местности.

$F$  – коэффициент, учитывающий оседание частиц в воздухе;

$m, n$  – безразмерные коэффициенты;

$V_1 = V_{\Gamma}^{\text{XB}}$  – объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы;

$\Delta T$  – разность температур дымовых газов и наружного воздуха в зимний период.

Для районов Российской Федерации севернее  $50^\circ$  с.ш.  $A=160$ .

Для газообразных веществ и мелкодисперсных аэрозолей  $F=1$ .

Коэффициент определяется исходя из условий:

$$m = \frac{1,47}{f^{1/3}}, \text{ если } f \geq 100, \quad (8.21)$$

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

где  $f$  – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле

$$f = \frac{10^3 \cdot w_{\phi}^2 \cdot D_{\text{ст}}}{(H^{\text{зад}})^2 \cdot \Delta T}, \quad (8.23)$$

$$n = 1, \text{ если } v_m > 2,$$

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

$$n = 4,4 \cdot v_m, \text{ если } v_m < 0,5.$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H^{\text{зад}}}}, \quad (8.24)$$

5. Определим максимальную приземную концентрацию вещества по формуле

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot n \cdot m}{H_{\phi}^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (8.25)$$

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

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

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

Предельно допустимые концентрации оксида азота в воздухе:

$$\text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,04 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}.$$

Определим охлаждение дымовых газов на каждый метр трубы по формуле

$$\Delta\vartheta = \frac{B'}{\sqrt{\frac{Q_{\phi}}{1000}}}, \quad (8.26)$$

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

Температуру уходящих дымовых газов на выходе из дымовой трубы найдем по формуле

$$\vartheta''_{\text{yx}} = \vartheta'_{\text{yx}} - H_{\phi} \cdot \Delta\vartheta. \quad (8.27)$$

Найдем среднюю температура газов в дымовой трубе по формуле

$$\vartheta''_{\text{yx}} = \frac{\vartheta'_{\text{yx}} + \vartheta''_{\text{yx}}}{2}. \quad (8.28)$$

### **Пример расчета дымовой трубы для котла Navien GST-60KN:**

1. Определим коэффициент, характеризующий выход окислов азота на каждую тонну сжигаемого условного топлива по формуле (8.16):

$$k = \frac{2,5 \cdot 54}{20 + 60} = 1,687.$$

Определим количество вещества, выбрасываемое в атмосферу с уходящими газами по формуле (8.15):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1,687 \cdot 0,0017 \cdot 35770 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1-0) \cdot 1 = 0,0035 \frac{\text{г}}{\text{с}}.$$

2. Диаметр дымовой трубы принимается  $D_{\text{ст}}=150$  мм по паспорту котла, представленному в приложении А.

Определим реальный расход дымовых газов на выходе из дымовой трубы используя формулу (8.18):

$$V_{\text{Г}}^{\text{XB}} = 11,914 \cdot 0,0017 \cdot \frac{273 + 141}{273} = 0,031 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

3. Определим фактическую скорость на выходе из дымовой трубы используя формулу (8.19):

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot 0,031}{3,14 \cdot 0,15^2} = 1,75 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

4. Методом последовательных приближений определим высоту дымовой трубы

5. Примем высоту трубы:  $H_1^{\text{зад}}=3$  м.

Найдем коэффициент  $f$  по формуле (8.23):

$$f = \frac{1000 \cdot 1,75^2 \cdot 0,15}{3^2 \cdot (141 - (-34))} = 0,291 < 100.$$

Следовательно, коэффициент  $m$  определим по формуле (8.22):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,291^{0,5} + 0,34 \cdot 0,291^{1/3}} = 1,060.$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,031 \cdot (141 - (-34))}{3}} = 0,786.$$

Так как  $0,5 \leq v_m \leq 2$ , то  $n = 0,532 \cdot 0,786^2 - 2,13 \cdot 0,786 + 3,13 = 1,79$ .

Следовательно, действительная высота трубы находится по формуле (8.20):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,060 \cdot 1,79 \cdot \frac{0,0035}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,031 \cdot (141 - (-34))}}} = 3,85 \text{ м.}$$

6. Примем высоту трубы:  $H_2^{\text{зад}}=6$  м.

Найдем коэффициент  $f$  по формуле (8.23):

$$f = \frac{1000 \cdot 1,75^2 \cdot 0,15}{6^2 \cdot (141 - (-34))} = 0,072 < 100.$$

Следовательно, коэффициент  $m$  определим по формуле (8.22):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,072^{0,5} + 0,34 \cdot 0,072^{1/3}} = 1,196.$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,031 \cdot (141 - (-34))}{6}} = 0,62.$$

Так как  $0,5 \leq v_m \leq 2$ , то  $n = 0,532 \cdot 0,62^2 - 2,13 \cdot 0,62 + 3,13 = 2,01$ .

Следовательно, действительная высота трубы находится по формуле (8.20):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,196 \cdot 2,01 \cdot \frac{0,0035}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,031 \cdot (141 - (-34))}}} = 4,3 \text{ м.}$$

7. Построим эти точки в координатной плоскости и найдём фактическую высоту дымовой трубы  $H_{\phi}$ , отобразим полученные данные на рисунке 8.1.

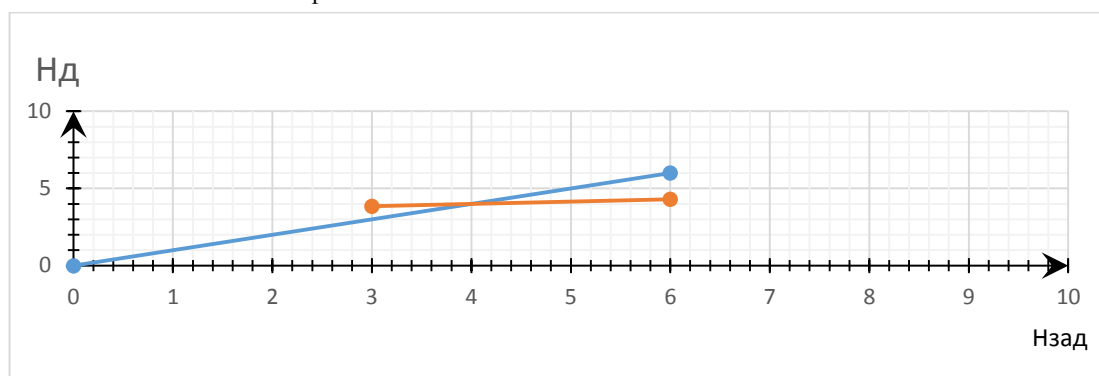


Рисунок 8.1 – Действительная высота трубы

Фактическая высота дымовой трубы  $H_{\phi}=3,9$  м.

Далее определим максимальную приземную концентрацию вещества по формуле (8.25):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,0035 \cdot 1 \cdot 1,9 \cdot 1,128}{3,9^2 \cdot \sqrt[3]{0,031 \cdot (141 - (-34))}} = 0,0451 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}.$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ не превышает десяти среднесуточных  $10 \cdot \text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,4 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$ , следовательно, дымовая труба высотой 3,9 м удовлетворяет требуемые условия экологической безопасности.

Охлаждение дымовых газов на каждый метр дымовой трубы найдем по формуле (8.26):

$$\Delta \vartheta = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{54}{1000}}} = 1,4 \frac{\text{°C}}{\text{м}}.$$

Найдем температуру уходящих дымовых газов на выходе из дымовой трубы по формуле (8.27):

$$\vartheta_{\text{yx}}'' = 141 - 3,9 \cdot 1,4 = 135,5^{\circ}\text{C}.$$

Находится средняя температура газов в дымовой трубе формуле (8.28):

$$\vartheta_{\text{yx}}^{\text{ср}} = \frac{141 + 135,5}{2} = 138,2^{\circ}\text{C}.$$

## 8.6 Организация тяги

Найдем величину самотяги, создаваемой дымовой трубой по формуле:

$$h_c = H_{\phi} \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_{\text{дг}}), \quad (8.29)$$

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

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

Плотность воздуха найдем по формуле

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}^{\text{н}} \cdot \frac{273}{273 + t_{\text{л}}}, \quad (8.30)$$

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

$t_{\text{л}} = 5^{\circ}\text{C}$  – температура самого неблагоприятного периода работы.

Найдем плотность дымовых газов по формуле

$$\rho_{\text{дг}} = \rho_{\text{дг}}^{\text{н}} \cdot \frac{273}{273 + \theta_{\text{ух}}^{\text{сп}}}. \quad (8.31)$$

Потери давления на трение в дымовой трубе находятся по формуле

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мест}}, \quad (8.32)$$

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

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

Найдем потери на трение по длине по формуле

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot l \cdot w_{\text{ф}}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2 \cdot D_{\text{ст}}}, \quad (8.33)$$

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

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

Найдем потери давления в местных сопротивлениях по формуле

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{\sum \xi \cdot w_{\text{ф}}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2}, \quad (8.34)$$

где  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местного сопротивления на участке.

### ***Произведем расчет самотяги, создаваемой дымовой трубой***

Найдем плотность воздуха по формуле (8.30):

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

Найдем плотность дымовых газов по формуле (8.31):

$$\rho_{\text{дг}} = 1,26 \cdot \frac{273}{273 + 138,2} = 0,836 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		72

Найдем величину самотяги по формуле: (8.29):

$$h_c = 3,9 \cdot 9,81 \cdot (1,27 - 0,836) = 16,6 \text{ Па.}$$

Длина участка от котла до верха дымовой трубы составляет:  
 $l = 3,9 + 2,9 = 6,8 \text{ м.}$

Найдем потери на трение по длине по формуле (8.33):

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 6,8 \cdot 1,75^2 \cdot 0,836}{2 \cdot 0,15} = 1,16 \text{ Па.}$$

Внесем местные сопротивления на участке в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Местные сопротивления дымовой трубы

Наименование местного сопротивления	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

Найдем потери давления в местных сопротивлениях по формуле (8.34):

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{3,5 \cdot 1,75^2 \cdot 0,836}{2} = 4,5 \text{ Па.}$$

Потери давления на трение в дымовой трубе определим по формуле (8.32):

$$\Delta h = 1,16 + 4,5 = 5,66 \text{ Па.}$$

$$\Delta h = 5,66 \text{ Па} < h_c = 16,6 \text{ Па,}$$

Величина самотяги превышает суммарные потери давления, значит установка дымососа не требуется.



## 9 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА

Методику расчета продольного профиля газопровода принимаем по [16].

Профили газопровода изображают в виде разверток по осям газопроводов в установленных масштабах:

1) по горизонтали принимают: 1:200; 1:500; 1:1000; 1:2000;

2) по вертикали принимают: 1:50; 1:100.

На продольном профиле газопровода необходимо указывать:

1) поверхность земли;

2) уровень грунтовых вод;

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

4) пересекаемые автомобильные дороги, кюветы, другие подземные и надземные сооружения, влияющие на прокладку проектируемых газопроводов коммуникации с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;

5) отметки верха трубы;

6) данные о грунтах;

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, а также дорожного покрытия.

Определим оптимальную глубину заложения по формуле

$$H_0 = 1,4 + d, \quad (9.1)$$

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

При составлении профиля трассы газопровода необходимо стремиться к тому, чтобы глубина заложения газопровода приближалась к оптимальной. Согласно профилю местности вся трасса разбивается на участки, имеющие свой уклон дна траншеи. В конечных точках этих участков задается оптимальная глубина заложения газопровода.

Находятся отметки дна траншеи в этих точках по формулам

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

$$z_{д.тр.н} = z_{з.н} - H_0, \quad (9.2)$$

$$z_{д.тр.к} = z_{з.к} - H_0, \quad (9.3)$$

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

Уклоны дна траншеи по участкам находятся по формуле

$$j = \frac{z_{д.тр.н} - z_{д.тр.к}}{l} \cdot 1000, \quad (9.4)$$

где  $l$  – длина рассматриваемого участка, м.

Отметка верха трубы определяется по следующей формуле

$$z_{з.в.тр} = z_{д.тр.к} + d_{изол} \quad (9.5)$$

В промежуточных точках глубина заложения газопровода находится следующими способами:

а) отметка дна траншеи в промежуточных точках по формуле

$$z_{д.тр.(n+1)} = z_{д.тр.н} \pm \frac{i \cdot l_n - (n+1)}{1000}. \quad (9.6)$$

б) глубина заложения по формуле

$$H_{n+1} = z_{з.(n+1)} - z_{д.тр.(n+1)}. \quad (9.7)$$

Этим же методом рассчитываются все промежуточные точки на каждом участке. Глубина заложения во всех точках должна быть не меньше  $H_0$ .

Произведем расчет одного участка трассы газопровода:

Найдем оптимальную глубину заложения по формуле (9.1):

$$H_0 = 1,2 + 0,19 = 1,39 \text{ м.}$$

Найдем отметку дна траншеи в начальной точке участка по формуле (9.2):

$$z_{д.тр.н} = 247,46 - 1,39 = 246,07 \text{ м.}$$

Найдем отметку дна траншеи в конечной точке участка по формуле (9.2):

$$z_{д.тр.к} = 247,68 - 1,39 = 246,29 \text{ м.}$$

Найдем уклон дна траншеи на участке по формуле (9.4):

$$j = \frac{246,29 - 246,07}{10,4} \cdot 1000 = 21,1.$$

Найдем отметку верха трубы по формуле (9.5):

$$z_{з.в.тр} = 246,29 + 0,19 = 246,48 \text{ м.}$$

## 10 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Автоматизация - это применение технических средств, экономико-математических методов и систем управления, с целью освобождения человека частично или полностью от непосредственного участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, информации или материала.

Рассмотрим в качестве объекта автоматизации ГРПШ.

Автоматизированная система ГРПШ является контролируемым пунктом в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) распределения газа, которая создана в диалоговом режиме выполнения функций автоматизированной системы.

Средства АСУ ТП должны работать постоянно, за исключением устройств, которые по своему функциональному назначению могут быть отключены при неработающем технологическом оборудовании.

Для проведения технического обслуживания и метрологической поверки перед контрольно-измерительными приборами должны предусматриваться установка запорной арматуры.

Техническое обслуживание средств АСУ ТП проводится без отключения технологического оборудования.

В состав комплекса технических средств для решения задач автоматизации должны входить:

- первичные преобразователи, датчики, сигнализаторы, функционирующие в автоматическом режиме и имеющие стандартные интерфейсы связи (цифровые и аналоговые);
- устройства для сбора и передачи данных;
- каналообразующая аппаратура.

Электрические контрольно-измерительные приборы должны быть во взрывобезопасном исполнении.

Комплекс средств автоматизации и сигнализации ГРПШ в своей работе обязан обеспечивать:

- возможность безопасного и надежного функционирования технических устройств без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- мониторинг состояния технических устройств и ГРПШ в целом;
- экологическую безопасность окружающей среды;
- возможность включения в АСУ ТП.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		76

В данном проекте функционирование АСУ ТП ГРПШ предусматривается автономным (система автоматизации, которая осуществляет работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала). При данном режиме оператор управляет решением задачи, изменяя ее условия и (или) порядок функционирования автоматизированной системы на основе оценки информации, представляемой ему техническими средствами.

Для регистрации показаний и снятия параметров используется система телеметрического контроля «Аксон», на щите которой имеется возможность установки и регулировки основных параметров ГРПШ. Также отображается состояние отдельных элементов: давление на входе и выходе из ГРПШ, выход давления за рамки настроенного, уровень загрязнения фильтров, текущий расход газа.

Структура и состав системы автоматизации контроля ГРПШ газовой сети: ГРПШ контролируется 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 KEPServerEx (Kepware Technologies) и рабочего проекта, разработанного и выполняющегося в среде Master SCADA. Обмен информацией между нижним и верхним уровнями производится по протоколу Modbus RTU.

Оперативные функции:

- регистрация входного и выходного давления газа;
- контроль состояния загрязнения фильтров;
- регистрация расхода газа;
- понижение давления газа на входе и выходе;
- сброс давления через ПСК;
- отключение при выходе значения давления за границы диапазона нормальной работы ГРПШ.

Вся информация отображается на компьютере аварийно-диспетчерской службы (АДС) эксплуатационной организации, которая включает в себя:

- значения давления газа на входе и выходе пункта редуцирования газа;
- состояние (открыто/закрыто) предохранительно-запорных устройств;
- температуру воздуха в технологическом и вспомогательном помещениях.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		77

Система настроена мгновенно передавать информацию персоналу о выходе за пороговые значения по настроенным параметрам давления газа.

В ГРПШ установлены следующее оборудование автоматизации (см. Лист 7 «Схема автоматизации ГРПШ»):

1. Преобразователь избыточного давления Метран-43-ДВ-3141, который отвечает за преобразование давления рабочей среды, номер на схеме – 1а, 8а;

2. Реле давления двухпозиционное сигнализирующее DUNGS GW 50 А6, которое используется для контроля давления газа, номер на схеме – 1б, 8б;

3. Прибор аналоговый, показывающий Метран А 100-2125, предназначенный для измерения силы и напряжения постоянного тока, а также неэлектрических величин, преобразованных в указанные выше электрические сигналы, и для сигнализации состояния параметров технологического процесса, номер на схеме – 1в, 8в;

4. Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М, предназначенный для бесконтактного управления электрическим исполнительным механизмом, имеющим электромагнитный тормоз, номер на схеме – 2а, 7а, 2в, 7в;

5. Блок ручного управления БРУ-22, предназначенный для переключения и индикации режимов цепей управления исполнительными устройствами, отображения положений регулирующих органов исполнительных устройств, номер на схеме – 2б, 7б, 2г, 7г;

6. Датчик перепада давления DPS+, предназначенный для непрерывного преобразования измеряемой величины – избыточного давления или разности давления газообразных сред в унифицированные выходные сигналы по напряжению, номер на схеме – 3а, 3б;

7. Электронный расходомер Метран-350-SFA-Ex, предназначенный для измерения расхода и количества среды (газа) методом перепада давления с использованием осредняющих напорных трубок в качестве первичных измерительных преобразователей и передачи информации для управления технологическими процессами и использования в учетно-расчетных операциях, номер на схеме – 4а, 4в;

8. Прибор аналоговый, показывающий Метран А 150-2125, предназначенный для измерения силы и напряжения постоянного тока, а также неэлектрических величин, преобразованных в указанные выше электрические сигналы, и для сигнализации состояния параметров технологического процесса, номер на схеме – 4б, 4г;

9. Клапан Muller со-ах MFC-H 08 седельчатый с пневматическим приводом, предназначенный для перекрытия рабочей среды, в случае отклонения заданных настроек оборудования, номер на схеме – 5а, 5в, 6а, 6в.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		78

Таким образом, автоматизация ГРПШ предназначена для оперативно-диспетчерского контроля за режимом работы ГРПШ, распределением и поступлением природного газа в газоснабжающей сети, что позволяет повысить эффективность, надежность и безопасность эксплуатации системы газораспределения.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		79

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были запроектированы сети газоснабжения среднего и низкого давления в поселке Прудный Сосновского района Челябинской области.

В ходе работы для осуществления гидравлического расчета сетей были определены тепловые нагрузки на системы отопления и горячего водоснабжения для жилых домов и общественных зданий, а также тепловые нагрузки на систему вентиляции для общественных зданий. Также, были определены часовые расходы газа по номинальной теплопроизводительности газоиспользующего оборудования. Осуществлен подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома.

Для редуцирования давления со среднего до низкого запроектированы ГРПШ – на население и ГРУ – на отдельно стоящую котельную, которая снабжает теплом и горячим водоснабжением универмаг и клуб в поселке. ГРПШ и ГРУ предусматривают по две линии редуцирования давления газа. Было подобрано газовое оборудование для каждой линии.

В ходе работы освоен гидравлический расчет для распределительных сетей среднего и низкого давления, в ходе которого определены оптимальные диаметры газопроводов при допустимых потерях давления. Выполнена компоновка газоиспользующего оборудования для газоснабжения отдельно стоящей котельной и проверочный расчет дымовой трубы для подобранных котлов.

Разработан продольный профиль трассы газопровода, а также запроектирована система автоматизации для надежной и бесперебойной работы ГРПШ.

Конечным результатом выпускной квалификационной работы стало газоснабжение поселка Прудный Сосновского района Челябинской области, способствующим:

- улучшение бытовых условий населения;
- использование дешевого вида топлива;
- значительное улучшение экологической ситуации в поселке, в связи с тем, что природный газ при сгорании практически не выделяет в атмосферу вредных выбросов;
- повышению эффективности использования топливных ресурсов за счет применения современного оборудования и автоматизации процесса газоснабжения.

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

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		80

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99» / Госстрой России. - М.:ГУП ЦПП, 2000. 58 с.
2. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» – М.: Госстрой России, 2011. 23 с.
3. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
4. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учеб. для вузов / Е. Я. Соколов. — М. : Издательство МЭИ, 2001. — 472 с.
5. Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. - М.: Стройиздат, 1988 – 432 с.
6. СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.0185\*» М.: Минрегион России, 2012. – 65 с.
7. СП 41–104–2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения/ Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 17 с.
8. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
9. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» М.: Госстрой России, 2009. 28 с.
- 10.ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные».
- 11.ГОСТ 16037-80\* «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
12. СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. (с Изменениями № 1, 2)/ Госстрой России. – М.:2017 – 97 с.
13. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» /Госстрой России, 2008, – 172 с.
14. СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76» М.: Минрегион России, 2012. – 99 с.;
15. 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.
16. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		81

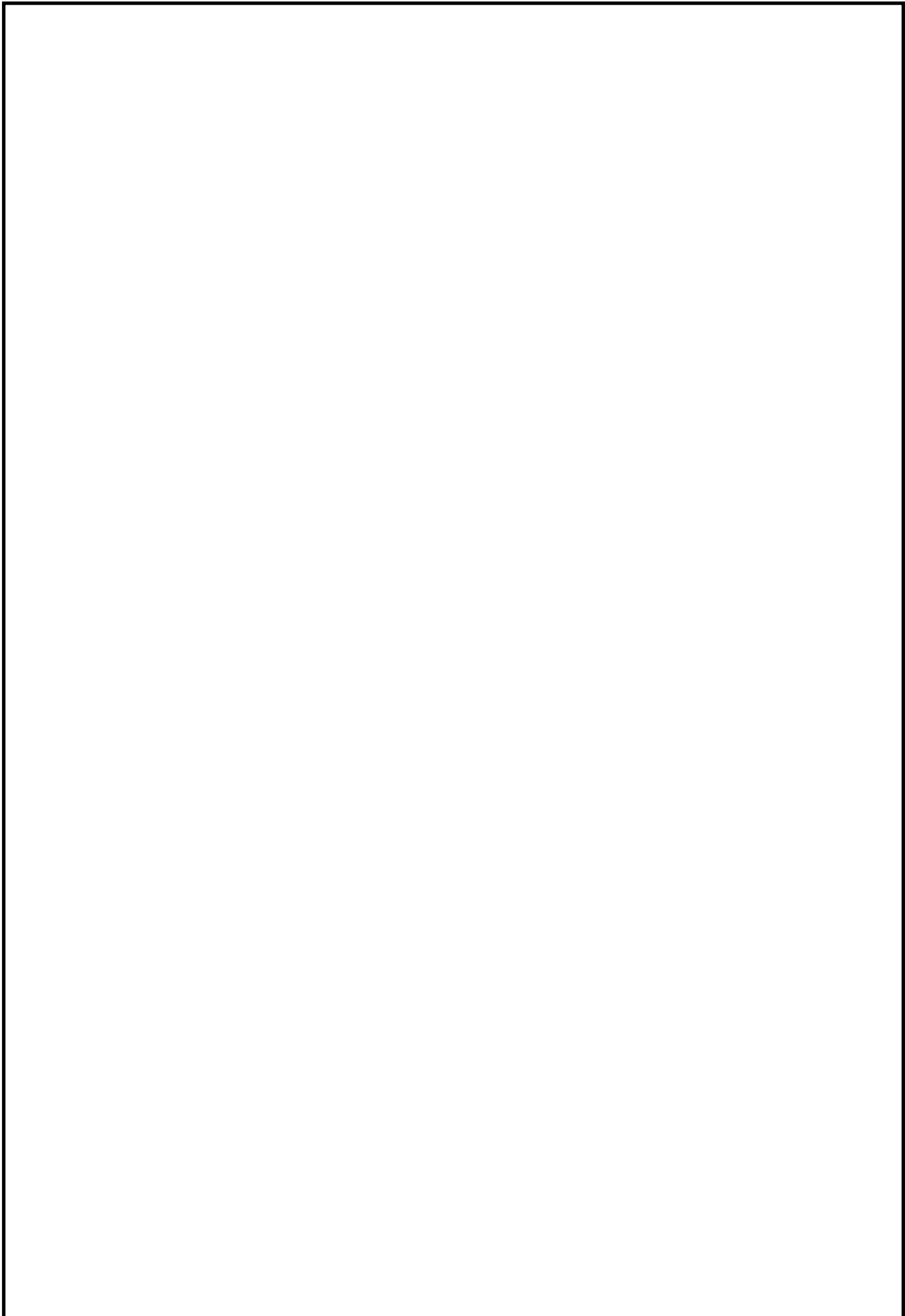


17. Ионин А.А. Газоснабжение: Учебник для ВУЗов/ Ионин А.А. – Москва: Стройиздат, 1965. – 360 с.
18. Палей Е. Л. П14 Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных. — СПб.: Питер, 2014. — 144 с.
19. СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» / Госстрой России, 1994. – 114 с.
20. ГОСТ 21.610-85 СПДС. Газоснабжение, наружные газопроводы. Рабочие чертежи (с изменением 1).
21. Электронный сайт "Газовик"- <https://gazovik-gaz.ru>.

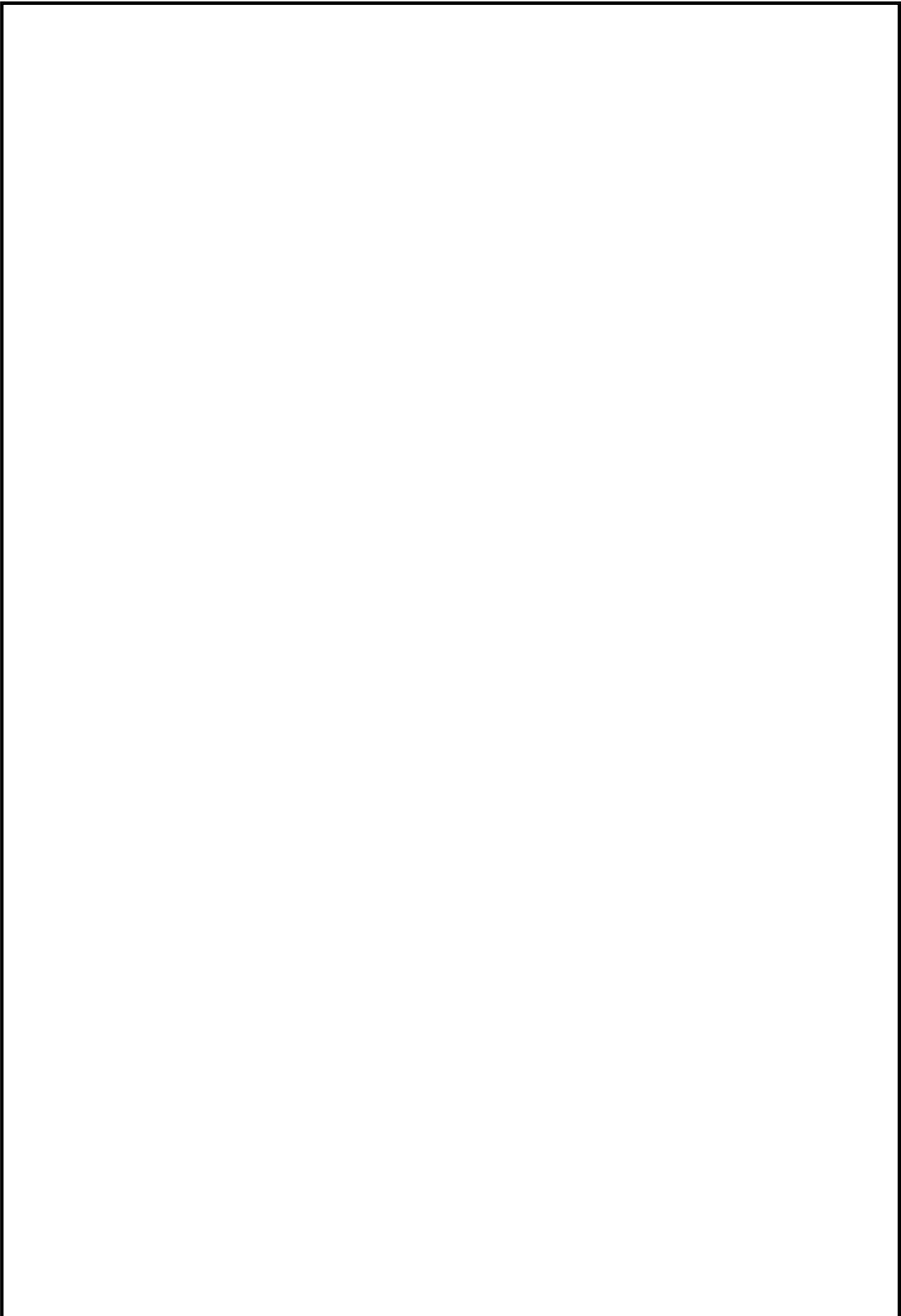
					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		82

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83



					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		85

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		86

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

					13.03.01.2019.548.970.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		87