

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

_____ Д.В. Ульрих
_____ 2020 г.

Газоснабжение микрорайона г.Катав-Ивановск Катав-Ивановского
района Челябинской области

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»
доцент, к.т.н.

_____ С.В. Панферов
_____ 2020 г.

Руководитель проекта:
к.т.н., доцент

_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2020 г.

Автор проекта:
студент группы АС-422

_____ А.С. Садылко
_____ 2020 г.

Нормоконтролер:
к.т.н., доцент

_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Садылко А.С. Газоснабжение микрорайона г.Катав-Ивановск Катав-Ивановского района Челябинской области – Челябинск: ЮУрГУ, АС-422; 2020, 83 с., библиогр. список – 21 наим.; 5 прил., 7 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе выполнено конструирование газораспределительных сетей и их расчет в микрорайоне г.Катав-Ивановск, Катав-Ивановского района Челябинской области.

В проекте описана методика определения характеристик газообразного топлива, расчетных расходов природного газа индивидуальными потребителями и зданиями общественного назначения.

В работе описана методика гидравлического расчета для газопроводов среднего давления, тупиковых распределительных газопроводов низкого давления, внутридомового газопровода, газопровода в районной котельной.

Кроме того, был осуществлен расчет и подбор газоиспользующего оборудования для индивидуальных потребителей, котельной, газорегуляторного пункта.

В разделе «Автоматизация» разработана и описана схема автоматизации ГРП, приведены характеристики элементов схемы и принцип её работы.

Данная работа обладает низкой степенью новизны, но соответствует требованиям нормативной литературы и может быть использована как образец для разработки последующих проектов систем газоснабжения.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Зав.каф.	Ульрих Д.В.				Газоснабжение микрорайона в г.Катав-Ивановск Катав-Ивановского района Челябинской области	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Анисимова Е.Ю.					ДП	3	83
Руководит.	Анисимова Е.Ю.					ЮУрГУ		
Консульт.	Анисимова Е.Ю.					Кафедра ГИСиС		
Дипломник	Садылко А.С.							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ.....	7
1.1 Характеристика проектируемого жилого района	7
1.2 Климатическая характеристика объекта.....	7
1.3 Информация о точке подключения	8
1.4 Описание потребителей газа	8
1.5 Состав и характеристика природного газа.....	8
1.6 Определение численности населения.....	9
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	10
2.1 Определение расходов теплоты на отопление для жилых домов, на отопление и вентиляцию общественных зданий	10
2.2 Определение тепловых нагрузок для систем горячего водоснабжения по нормам расхода воды	10
2.3 Подбор оборудования	12
2.3.1 Подбор оборудования для жилых зданий.....	12
2.3.1 Подбор оборудования для котельной.....	13
3 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА.....	17
3.1 Конструирование сети внутридомового газопровода	17
3.2 Гидравлический расчет внутридомового газопровода.....	20
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ	25
4.1 Описание и конструирование распределительной сети газоснабжения среднего давления	25
4.2 Определение расходов в сети среднего давления.....	26
4.3 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	26
5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ	31
5.1 Конструирование тупиковых сетей газоснабжения.....	31
5.2 Определение расходов газа в тупиковой сети газоснабжения низкого давления	32
5.3 Гидравлический расчет тупиковых сетей газоснабжения	38
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОНОМНОЙ КОТЕЛЬНОЙ	44
6.1 Конструирование сети газопровода котельной.....	44
6.2 Требования к помещениям с газовыми котлами.....	45

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

6.3 Расчёт внутреннего газопровода котельной	46
6.4 Расчет дымовой трубы	50
6.4.1 Организация тяги.....	57
7 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРП	59
7.1 Оборудование пунктов редуцирования газа.....	59
7.2 Подбор регуляторов давления.....	59
7.3 Подбор фильтров	62
7.4 Выбор предохранительно-запорного клапана.....	64
7.5 Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	64
8 РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЯ УЧАСТКА ТРАССЫ.....	66
9 АВТОМАТИЗАЦИЯ	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	72
ПРИЛОЖЕНИЯ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	78
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Совершенствование, интенсификация и автоматизация технологических процессов приводят к необходимости повысить качество расходуемых материалов теплоносителей. В наибольшей мере по сравнению с другими видами топлива этим требованиям удовлетворяет природный газ.

Распределительные системы газоснабжения становятся едиными для областей и для их проектирования, прокладки и эксплуатации необходимы глубокие знания специалистов.

Рост потребления газа в городах и сельской местности ставят перед инженерами газоснабжения новые сложные задачи, связанные с развитием, реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью целесообразного использования природного газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений.

Целью данного проекта является проектирование сетей газоснабжения индивидуальных жилых домов и районной котельной для микрорайона города Катав-Ивановска Катав-Ивановского района Челябинской области.

Задачи, решенные в данном проекте:

1. определение расходов природного газа для каждого из потребителей;
2. проектирование тупиковых сетей газоснабжения среднего и низкого давления;
3. проектирование сети газоснабжения для индивидуального жилого дома и районной котельной;
4. подбор газоиспользующего оборудования для потребителей и административных зданий;
5. подбор оборудования и запорной арматуры для районной котельной и газорегуляторного пункта.

В выпускной квалификационной работе запроектирована система газоснабжения, обеспечивающая бесперебойную и безопасную подачу газа потребителям, отличающаяся простотой и удобством в эксплуатации, и при проведении ремонтно-аварийных работ.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ

1.1 Характеристика проектируемого жилого района

Объектом проектирования является частичное газоснабжение жилых и общественно-административных зданий расположенных по адресу: Челябинская область, город Катав - Ивановск, ул. Карла Маркса, ул. Дмитрия Тараканова, ул. Ленина, ул. Степана Разина. В данном проекте в качестве потребителей выступают: индивидуальные жилые двухэтажные дома -54 шт, административное здание -1 шт, магазин – 1 шт, школа – 1 шт, детский сад – 1 шт. Используемый в проекте газ добыт на Уренгойском месторождении.

1.2 Климатическая характеристика объекта

Климат в г.Катав-Ивановск - континентальный с продолжительной умеренно-холодной зимой и умеренно теплым летом. Среднегодовая температура +2,8°C. Средняя температура января -18°C, июля +18°C. Средний абсолютный минимум температуры воздуха составляет -41°, абсолютный максимум +38°C. Переход температуры воздуха через 0°C происходит 3-9 апреля весной и 25-29 октября – осенью. Число дней с положительной температурой воздуха 205-210. В год выпадает около 350-600 мм осадков. 65-70% осадков выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь). Снежный покров обычно появляется в середине октября. Средняя дата установления снежного покрова – 3-15 ноября. Средняя дата схода снежного покрова 15-25 апреля. Число дней со снежным покровом составляет 170–180. Средняя плотность снежного покрова при наибольшей высоте 250–300 кг/м³. Средняя и наибольшая высота снежного покрова 35-55 см, максимальная высота может достигать 105-125 см.

Расчетные параметры наружного воздуха принимаются согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» [1] и сведены в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Расчетные параметры наружного воздуха

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °C обеспеченностью 0,92 t_n	Период среднесуточной температурой $\leq 8^\circ\text{C}$		Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с U_B
	Продолжительность отопительного периода, сут $Z_{от}$	Средняя отопительная температура воздуха, °C $t_{от.п.}$	
-34	218	-6,5	4,5

1.3 Информация о точке подключения

Согласно техническим условиям, точкой врезки в существующий полиэтиленовый подземный газопровод среднего давления расположена на юге рассматриваемого микрорайона, в проулке между ул. Свердловская и ул. Красноармейская. Давление в существующем газопроводе $P_y = 0,3$ МПа.

1.4 Описание потребителей газа

Рассматриваемый микрорайон города Катав-Ивановска застроен двухэтажными индивидуальными жилыми домами, 54 из которых фигурирует в данном проекте газоснабжения. В каждом жилом доме проживает семья, в среднем, из четырех человек.

В выпускной квалификационной работе также рассмотрено газоснабжение крупных общественных объектов: административного здания, магазина, школы и детского сада, находящихся в данном микрорайоне.

1.5 Состав и характеристика природного газа

В данном проекте газоснабжение микрорайона города осуществляется природным газом Уренгойского месторождения. Состав и характеристика газа принимаются согласно техническому паспорту газа и занесены в таблицу 1.2

Таблица 1.2 – Состав и характеристики природного газа

Наименование	Метан	Этан	Пропан	Диоксид углерода	Азот
Формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂
%	97,64	1,32	0,01	0,3	0,73
ρ , кг/м ³	0,7168	1,356	2,0037	1,977	1,251
$Q_{н}^p$, МДж/м ³	35,76	63,65	91,14	-	-

Теплота сгорания (низшая) определяется по формуле:

$$Q_{н}^p = \sum_{i=1}^n r_i \cdot Q_{нi}^p, \quad (1.1)$$

где r_i – содержание компонента в смеси в объемных долях;

$Q_{нi}^p$ – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, МДж/м³, принимается по таблице I.2 Стаскевич Н.Л. «Справочник по газоснабжению и использованию газа» [2].

Плотность газовой смеси определяется по формуле:

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

где ρ_i – плотность компонента газовой смеси, кг/м³, принимается согласно таблице 1.2 [2]

Рассчитаем низшую 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 определяем по формуле (1.2)

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

1.6 Определение численности населения

Расход газа на коммунально-бытовые и теплофикационные нужды района зависит от числа его жителей. В рассмотренном районе расположено 54 жилых домов. Принимаем, что в одном здании проживает четыре человека. Таким образом, количество жителей определяется по формуле:

$$N = n_d \cdot n_{ч}, \quad (1.3)$$

где N – число жителей в районе, чел.;

n_d – число домов в микрорайоне, шт;

$n_{ч}$ – число людей, проживающих в одном доме, чел.

Таким образом, по формуле (1.3) численность населения составляет:

$$N = 54 \cdot 4 = 216 \text{ чел.}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1 Определение расходов теплоты на отопление для жилых домов, на отопление и вентиляцию общественных зданий

Рассматриваемый микрорайон застроен 2-этажными индивидуальными зданиями.

Расчетные расходы теплоты на отопление жилых домов, отопление и вентиляцию общественных и административных зданий определяют по укрупненным показателям, МДж/ч:

$$Q_{\text{ов}} = \alpha \cdot q_0 \cdot V \cdot (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{п}}) \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{ов}}$ – расчетный расход теплоты на отопление и вентиляцию; МДж/ч;

α – поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района, в котором расчетная температура наружного воздуха отличается от -30°C , определяемый по таблице 2 [3];

q_0 – удельная тепловая отопительная характеристика здания, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$, принимаемая для характерных типов зданий по таблице 13 и 14 [4];

V – объем здания по наружному обмеру, м^3 , принимается согласно исходным данным;

$t_{\text{в}}$ – внутренняя температура в здании, $^{\circ}\text{C}$, принимаемая по таблице 1 [5];

$t_{\text{н}}^{\text{п}}$ – температура наружного воздуха для систем отопления, $^{\circ}\text{C}$, по таблице 3.1 [1].

2.2 Определение тепловых нагрузок для систем горячего водоснабжения по нормам расхода воды

При необходимости точного расчета расхода теплоты на горячее водоснабжение расчет ведется с учетом норм расхода воды население.

Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода:

$$Q_{\text{гвс.ср.}} = \frac{m \cdot q_{\text{сут.ср.}} \cdot C \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{х}}) \cdot (1 + \beta)}{24} \cdot 10^{-3} \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{гвс.ср.}}$ – среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, МДж/ч

m – число жителей, чел;

C – удельная теплоемкость воды, равная $4,19 \text{ кДж}/\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$;

$q_{\text{сут.ср.}}$ – суточная норма расхода воды в жилых зданиях на одного жителя, л/сут, определяемая по А2, СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий» [6];

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

t_r – средняя температура воды в водоразборных стояках систем горячего водоснабжения, принимается равной 60°C;

t_x – температура холодной воды в водопроводе, принимается равной 5°C;

β – коэффициент, учитывающий расход воды населением в общественных зданиях района, принимается равным 0,25.

Определим максимальную нагрузку на ГВС $Q_{ГВ.мах}$, МДж/ч, которая, для случая отсутствия баков-аккумуляторов в системах ГВС принимается за расчетную:

$$Q_{ГВ.мах} = 2,4 \cdot Q_{ГВ.ср.}, \quad (2.3)$$

где $Q_{ГВ.мах}$ – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, МДж/ч.

$Q_{ГВ.ср.}$ – среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, МДж/ч;

Произведем расчет теплотребления для жилого здания.

Расчетный тепловой поток на отопление здания определяется по формуле (2.1):

$$Q_{ОВ} = 0,98 \cdot 1,67 \cdot 600 \cdot (21 - (-34)) \cdot 10^{-3} = 54,01 \text{ МДж/ч,}$$

Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода определяется по формуле (2.2):

$$Q_{ГВ.ср} = \frac{4 \cdot 180 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) \cdot (1 + 0,25)}{24} \cdot 10^{-3} = 8,64 \text{ МДж/ч,}$$

Максимальная нагрузка на ГВС определяется по формуле (2.3):

$$Q_{ГВ.мах} = 2,4 \cdot 8,64 = 20,74 \text{ МДж/ч.}$$

Произведем расчет теплотребления для административного здания.

Расчетный тепловой поток на отопление и вентиляцию общественных зданий определяется по формуле (2.1):

$$Q_{ОВ} = 0,98 \cdot 1,42 \cdot 1500 \cdot (18 - (-34)) \cdot 10^{-3} = 108,5 \text{ МДж/ч,}$$

Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода определяется по формуле (2.2):

$$Q_{ГВ.ср} = \frac{25 \cdot 15 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) \cdot (1 + 0,25)}{24} \cdot 10^{-3} = 4,5 \text{ МДж/ч,}$$

Максимальная нагрузка на ГВС определяется по формуле (2.3):

$$Q_{ГВ.мах} = 2,4 \cdot 4,5 = 10,8 \text{ МДж/ч.}$$

Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.1 и 2.2.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

Таблица 2.1 – Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение абонентов в МДж/ч

Потребитель	Расход теплоты на отопление и вентиляцию, Q _{ов} , МДж/ч	Средний расход теплоты на ГВС, Q _{гвс.ср} , МДж/ч	Максимальный расход теплоты на ГВС, Q _{гвс.мах} , МДж/ч	Суммарный расход теплоты, ∑Q, МДж/ч	q ₀ , кДж/ м ³ ·ч ·°С
Жилые здания	54,01	8,64	20,7	74,75	1,67
Администрация	108,5	4,50	10,80	119,35	1,42
Детский сад	182,40	67,21	161,32	343,71	1,88
Магазин	176,5	10,08	24,2	200,67	1,75

Таблица 2.2 – Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение абонентов в кВт

Потребитель	Расход теплоты на отопление и вентиляцию, Q _{ов} , кВт	Средний расход теплоты на ГВС, Q _{гвс.ср} , кВт	Максимальный расход теплоты на ГВС, Q _{гвс.мах} , кВт	Суммарный расход теплоты, ∑Q, кВт	q ₀ , кДж/ м ³ ·ч ·°С
Жилые здания	15,00	2,40	5,76	20,76	1,67
Администрация	30,15	1,25	3,00	33,15	1,42
Детский сад	50,67	18,67	44,81	95,48	1,88
Магазин	49,02	2,8	6,72	55,74	1,75

2.3 Подбор оборудования

2.3.1 Подбор оборудования для жилых зданий

Плюсом автономной системы отопления, несомненно, можно считать то, что её эффект напрямую связан с мощностью выбранного котла. Если мощность котла недостаточна для отопления, то не удастся добиться комфортной температуры во время отопительного периода.

Произведем подбор оборудования для жилого индивидуального дома, а именно: котел и плиту.

Для подбора котла:

$$Q_k = \frac{Q_{ов} + Q_{гвс.мах}}{\eta}, \quad (2.4)$$

где Q_к – теплопроизводительность котла, кВт;

Q_{ов} – расчетный расход теплоты на отопление и вентиляцию, кВт;

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

$Q_{\text{гвс.мах}}$ – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, кВт;

η – КПД, %.

Исходя из формулы (2.4)

$$Q_{\text{к}} = \frac{15 + 5,76}{0,925} = 22,44 \text{ кВт.}$$

Принимаем к установке:

1. на нужды отопления и горячего водоснабжения принимаем газовый двухконтурный котел Prime-V24 фирмы «Лемакс» с номинальной мощностью 24 кВт;

2. на нужды приготовления пищи: газовая комбинированная четырехкомфорочная плита Gefest 6300-02 0340

Технические характеристики подобранного оборудования представлены в приложении А.

2.3.1 Подбор оборудования для котельной

Проектом предусматривается отдельно стоящая котельная II категории надежности теплоснабжения, обслуживающая детский сад, магазин и здание административного назначения. Нагрузки принимаются согласно таблице 2.2.

Ввод газопровода в котельную осуществляется через несущую стену сооружения в футляре, представляющим собой отрезок трубы большего диаметра, чем газопровод. Пространство между футляром и газопроводом заделывается просмоленной льняной прядью, а с торцов замазывается битумом. Футляр предназначен для защиты газопровода от повреждений при незначительных деформациях стены.

Отключающее устройство устанавливается на вводе и предназначено для отключения котельной в случае аварии или ремонта

Газопроводы в котельной проложены открыто, крепятся к стенам (колоннам) с помощью специальных металлических кронштейнов (опор) или подвесок с хомутами. Соединения газопроводов выполнено на сварке. Разъемные соединения предусмотрены в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, регулятора давления итд. Газопровод в два слоя по грунтовке покрывают эмалью.

На газопроводах котельной предусмотрены продувочные трубопроводы от наиболее удаленных от места ввода участков газопровода, а также от отводов к каждому котлу. Продувочные газопроводы обеспечивают удаление воздуха и газовоздушной смеси из газопроводов перед пуском котла, а также вытесняют воз-

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

духом газ при ремонте или длительной остановке котельной. На продувочных газопроводах предусмотрены отключающие устройства, а также штуцер для отбора проб газа.

Продувочные газопроводы выводят из котельной на высоту не менее, чем на 1 метр выше карниза крыши, в месте, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа.

Монтаж газопроводов осуществляется согласно требованиям СП 62.13330.2011 [7].

Методика подбора котлов:

Суммарная нагрузка на систему отопления и вентиляцию равны:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{ОВ}} &= Q_{\text{ОВ1}} + Q_{\text{ОВ2}} + Q_{\text{ОВ3}} \\ \sum Q_{\text{ОВ}} &= 30,15 + 50,67 + 49,02 = 129,84 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.5)$$

То же, при выходе одного котла из строя:

$$\begin{aligned} Q'_{\text{ОВ}} &= Q_{\text{ОВ}} \cdot 0,87, \\ Q_{\text{ОВ}}^{\text{доп}} &= 129,84 \cdot 0,87 = 112,96 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Подключенная нагрузка при максимальной нагрузке ГВС:

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс.общ.}} &= Q_{\text{ОВ}} + \sum Q_{\text{ГВС.мах}}, \\ Q_{\text{макс.общ.}} &= 129,84 + 3 + 44,81 + 6,72 = 184,37 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.7)$$

То же, при среднечасовом значении ГВС:

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс.ср.}} &= Q_{\text{ОВ}} + \sum Q_{\text{ГВС.ср}}, \\ Q_{\text{макс.ср.}} &= 129,84 + 1,25 + 18,67 + 2,8 = 152,56 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Потери в тепловых сетях. Принимаем значение потерь тепла в количестве 3% от теплового потока.

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПОТ}}^3 &= Q_{\text{макс.общ}} \cdot 0,03, \\ Q_{\text{ПОТ}}^3 &= 184,37 \cdot 0,03 = 5,53 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.9)$$

В расчетах для летнего периода используется коэффициент снижения потребления ГВС, принимается равным 0,8:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПОТ}}^{\text{л}} &= \sum Q_{\text{ГВС.мах}} \cdot 0,03 \cdot 0,8, \\ Q_{\text{ПОТ}}^{\text{л}} &= (3 + 44,81 + 6,72) \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 1,31 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.10)$$

Собственные нужды водогрейной котельной, работающей на газовом топливе, составляют 1,5% от максимальной выработки тепла:

$$\begin{aligned} Q_{\text{СН}} &= Q_{\text{макс.общ}} \cdot 0,015, \\ Q_{\text{СН}} &= 184,37 \cdot 0,015 = 2,77 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Суммарная мощность котельной в зимний период:

$$\begin{aligned} Q^3 &= Q_{\text{макс.ср}} + Q_{\text{ПОТ}}^3 + Q_{\text{СН}}, \\ Q^3 &= 152,56 + 5,53 + 2,77 = 160,9 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.12)$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

Суммарная мощность котельной в летний период:

$$Q^Л = \sum Q_{ГВС.ср} + Q_{Пот}^Л, \quad (2.13)$$
$$Q^Л = 1,25 + 18,67 + 2,8 + 1,31 = 24,3 \text{ кВт}$$

Для обеспечения данной нагрузки у нас есть два варианта:

Вариант 1: Установить в котельной два одинаковых котла Лемакс Премиум-90 номинальной тепловой мощностью $Q_k = 90$ кВт.

При этом в зимний период при выходе одного котла из строя, оставшийся должен обеспечить 87% от расчетной нагрузки, то есть $Q_{об}^{доп} = 112,96$ кВт. Первое условие не может быть выполнено, так как тепловая мощность одного котла меньше требуемой $Q_{об}^{доп}$.

Процент загрузки котла в летний период составляет:

$$\frac{24,3}{90} \cdot 100\% = 27\% < 40\%$$

26,7% загрузки котла не обеспечат бесперебойную работу.

Вариант 2: Установка трех котлов одинаковой мощности. Рассматривается котел Navien GST-60KN с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 60$ кВт каждый.

При выходе одного котла из строя в зимний период должно обеспечиваться подача тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и собственные нужды котельной не менее $Q_{об}^{доп} = 112,96$ кВт оставшимися котлами.

Определим мощность котельной при двух работающих котлах, кВт по формуле:

$$Q_{об}^{факт} = Q_k \cdot 2, \quad (2.14)$$
$$Q_{об}^{факт} = 60 \cdot 2 = 120 \text{ кВт},$$

Первое условие выполняется, так как $Q_{об}^{факт} > Q_{об}^{доп}$.

Процент загрузки котла в летний период составляет:

$$\frac{24,3}{60} \cdot 100\% = 41\% > 40\%$$

Следовательно, к установке принимаются три двухконтурных котла Navien GST-60KN с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 60$ кВт каждый. Котлы работают на низком давлении, давление на входе 20 мбар. Технические характеристики представлены в приложении А.

Часовой теплоты котельной, определяется по формуле:

$$Q_{ЧАС}^{кот} = Q_k \cdot n,$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

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

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

3 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА

3.1 Конструирование сети внутридомового газопровода

В соответствии с СП 62.13330.2011 с изм.1,2 «Газораспределительные системы» [7] внутридомовые газопроводы сооружаются из стальных водогазопроводных труб ГОСТ 3262-75* [8]. Соединения труб предусматриваются неразъемными; резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов.

От сети низкого давления к индивидуальному жилому дому должен подводиться газопровод на глубине не менее 0,8 м. В рассматриваемом случае газопровод заложен на глубине 1,6 м. Полиэтиленовая труба сменяется на стальную с помощью соединения «полиэтилен-сталь». На выходе из земли газопровод должен быть заключен в футляр для предохранения от механических повреждений и выводится на высоту 2 м. Выход трубы из земли производится на расстоянии 2 м от дома, до стены газопровод прокладывается открыто на опорах из негорючих материалов и далее до ввода в дом крепится на кронштейны по фасаду здания.

При прохождении газопровода через конструкции здания трубы следует прокладывать в футляре. Пространство между футляром и газопроводом на всю длину футляра необходимо заделать просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими негорючими материалами. Нишу между стеной и футляром необходимо тщательно заделать бетонным или цементным раствором на всю длину пересекемой конструкции. Диаметр футляра уточняется с помощью расчёта, но кольцевой зазор между футляром и газопроводом должен быть не менее 10 мм, а для газопроводов условным диаметром до 32 мм не менее 5 мм.

Ввод газопровода в здание осуществляется в топочную, где размещен газовый котел. Прокладка газопровода внутри здания производится открыто с креплением к несгораемым стенам при помощи кронштейнов на расстоянии 20 см от поверхности стены, обеспечивая тем самым возможность для осмотра, ремонта газопровода, установленной на нем арматуры и приборов учета газа.

Пересечение газопроводами оконных, дверных проемов, а также вентиляционных решеток, не допускается.

Согласно требованиям СП 42–101–2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» [9] п.6.18 проектом предусмотрено окно в топочной с площадью остекления 1 м^2 из расчета $0,03 \text{ м}$ на 1 м^3 объема помещения, в данном случае $V = 22 \text{ м}^3$. В топочной также предусмотрен отдельный выход наружу. Высота помещения 3 м.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		17

В топочной предусмотрена естественная вентиляция из расчета: вытяжка – в объеме трехкратного воздухообмена в час осуществляется за счет воздуховода над газоиспользующим оборудованием. Приток – в объеме вытяжки и дополнительного количества воздуха на горение газа, который подводится из смежных помещения и приточной решетки, которой оснащена дверь на улицу.

Котел Лемакс Prime-V24 монтируется на стену, выполненную из негорючих материалов на расстоянии 10 см от стены.

Из топочной газопровод заводится в футляре на кухню через внутреннюю стену согласно п 7.6 [7]. К газовой плите Gefest ПГ 6300-02 0340 - подводится гибкий сильфонный металлорукав Ду 15 мм. Плита расположена на расстоянии 7 см от стены, изолированной негорючими материалами от пола, выступая за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и 1 м сверху. Над плитой установлен вытяжной зонтик, с помощью которого воздух выводится по вентиляционному каналу наружу. Приток воздуха осуществляется из смежных помещений и открыванием форточки на кухне.

На вводе газопровода в жилое здание предусматривается следующее оборудование: газовый фильтр, счетчик газа, термозапорный клапан, электромагнитный клапан. Газовый фильтр ФГП-20 обеспечивает требуемую степень очистки газа от механических примесей. Потери давления на фильтре составляет 100 Па согласно приложению Б. Счетчик расхода газа СГУ G-2,5 установлен на отметке 1,6 м от пола в защищенном от повреждений месте, исключаящем его повреждение открывающимися дверьми или окнами, потери давления на счетчике составляют 200 Па согласно приложению Б. Термозапорный клапан КТЗ-20 предназначен для автоматического перекрытия подачи газа, при достижении температуры окружающей среды 100 °С при пожаре. Электромагнитный клапан КЭГ 9720 Ду = 20 мм предназначен для регулировки потока газа, поставляемого по газопроводу. Потери давления на электромагнитном клапане составляют 5 кПа согласно приложению Б.

Расчетная схема внутрисанитарного газопровода, с указанием на ней данных расчета представлена на рисунке 3.1.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		18

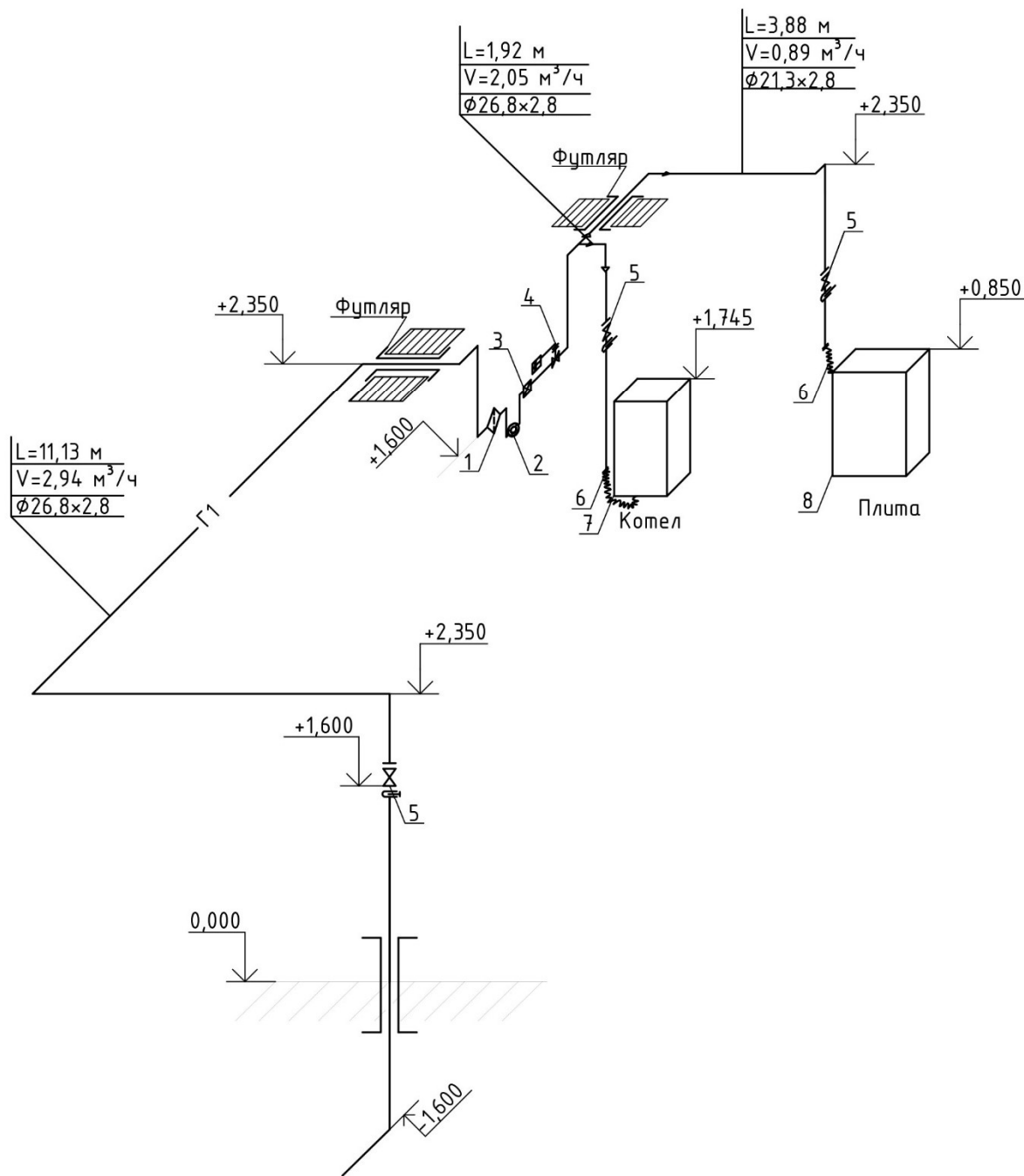


Рисунок 3.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Приборы учета и регулирования газа, установленные в жилом доме:

- 1 – фильтр газовый ФГП-20;
- 2 – счетчик газовый СГУ G-4;
- 3 – термозапорный клапан КТЗ-20;
- 4 – электромагнитный клапан КЭГ-9720;
- 5 – кран шаровый;
- 6 – сильфонная гибкая газовая подводка;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

Лист

19

7 – газовый котел;

8 – газовая плита.

Газоиспользующее оборудование, установленное в жилом доме представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Газоиспользующее оборудование жилого дома.

Объект	Наименование оборудования	Мощность кВт	Кол-во, шт	Присоединительное давление, Па	Объемное потребление газа, м ³ /ч
Жилой дом	Газовый двухконтурный котел Лемакс Prime-V24	24	1	2000	2,05
	Газовая плита Gefest ПГ 6300-02 0340	8,8	1	2000	0,89

3.2 Гидравлический расчет внутридомового газопровода

Гидравлический расчет выполняется для наиболее удаленного газоиспользующего оборудования с соблюдением заданного перепада давления газа 600 Па, согласно [9].

Порядок расчета:

1. Определяются фактические длины L , м, расчетные длины L_p и общая длина основного направления $\sum L_p$, м:

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right) \quad (3.1)$$

где a – процентная надбавка для учета местных сопротивлений, принимается согласно п.3.35 [9]

2. Объемное потребление газа прибором принимаем согласно таблице 3.1.

Определяются средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum L_p} \quad (3.2)$$

где ΔP – располагаемый перепад давления для основного направления, внутридомового газопровода, принимается 600 Па согласно [9].

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

4. Гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков находят по формуле:

$$H_r = \pm Z \cdot g \cdot (1.293 - \rho_0^r) \quad (3.3)$$

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

$1,293$ и ρ_0^r – соответственно плотность воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³ ;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с².

5. Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по выражению:

$$\Delta P_d = \sum (h_d \cdot L_p \pm (\pm H_r)) \quad (3.4)$$

Знак гидростатического давления зависит от плотности газа: для природного газа - плюс, для сжиженного газа – минус. Знак перед скобкой зависит от направления движения газа. Если природный газ движется вверх, то берется знак минус, если вниз, то плюс. Действительные потери давления по основному направлению должны быть меньше или равны располагаемому перепаду давления для домовой сети $\Delta P_d < \Delta P$.

6. После выполнения расчетов основного направления аналогичным образом проводится расчет ответвлений. Выполняется проверка правильности расчета, то есть рассчитывается неувязка действительных потерь давления основного направления и ответвления в точке присоединения. Расчет считается успешным, если неувязка составляет меньше 10%

7. Данные гидравлического расчет заносятся в таблицу расчет внутридомового газопровода.

Пример расчета:

Рассчитаем основное направление 1-2-у:

Участок 1-2

Разобьем участок 1-2 на вертикальный и горизонтальный.

1. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме, $L = 2,38$ м, $a = 450\%$ и $L = 1,5$ м, $a = 450\%$. Расчетные длины определяют по формуле (3.1):

$$L_p = 2,38 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 13,09 \text{ м}$$

$$L_p = 1,5 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 8,25 \text{ м}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

Объемное потребление газа прибором определим по таблице 3.1.
 $V=0,89 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2. Определяем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (3.2):

$$h_{\text{ср}} = \frac{600}{46,47} = 12,9 \text{ Па/м};$$

3. По расчетному расходу газа и средней удельной потере давления по номограмме определяются диаметры, действительные удельные потери давления и действительное сопротивление участков:

$$d=21,3 \times 2,8;$$

$$h_{\text{д}} = 1,7 \text{ Па/м};$$

$$h_{\text{д}} \cdot L_{\text{п}} = 13,09 \cdot 1,7 = 22,25 \text{ Па}$$

$$h_{\text{д}} \cdot L_{\text{п}} = 8,25 \cdot 1,7 = 14,03 \text{ Па}$$

4. Гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков находят по формуле (3.3):

$$H_{\text{г}} = (2,35 - 0,85) \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 8,28 \text{ Па}$$

На горизонтальных участках гидростатическое давление равно 0.

5. Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по формуле (3.4):

$$\Delta P_{\text{д}} = 14,03 + 8,28 = 22,31 \text{ Па}$$

$$\Delta P_{\text{д}} = 22,25 \text{ Па}$$

6. Суммарные потери давления на участке

$$\Delta P_{\Sigma} = 22,31 + 22,25 + 5 = 50 \text{ Па}$$

Участок 2-у

Разобьем участок 2-у на вертикальный и горизонтальный.

1. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме, $L = 8,95 \text{ м}$, $a = 50\%$ и $L = 2,35 \text{ м}$, $a = 398\%$. Расчетные длины определяют по формуле (3.1):

$$L_{\text{п}} = 8,95 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right) = 13,43 \text{ м}$$

$$L_{\text{п}} = 2,35 \cdot \left(1 + \frac{398}{100}\right) = 11,7 \text{ м}$$

Объемное потребление газа прибором определим по таблице 3.1.
 $V=0,89+2,05=2,94 \text{ м}^3/\text{ч}$.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22

2. Определяем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (3.2):

$$h_{cp} = \frac{600}{46,47} = 12,9 \text{ Па/м};$$

3. По расчетному расходу газа и средней удельной потере давления по номограмме определяются диаметры, действительные удельные потери давления и действительное сопротивление участков:

$$d=26,8 \times 2,8;$$

$$h_d = 3,5 \text{ Па/м};$$

$$h_d \cdot L_p = 13,43 \cdot 3,5 = 46,99 \text{ Па}$$

$$h_d \cdot L_p = 11,7 \cdot 3,5 = 40,96 \text{ Па}$$

4. Гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков находят по формуле (3.3):

$$H_r = 2,35 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 12,98 \text{ Па}$$

На горизонтальных участках гидростатическое давление равно 0.

5. Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по формуле (3.4):

$$\Delta P_d = 40,96 - 12,98 = 27,98 \text{ Па}$$

$$\Delta P_d = 46,99 \text{ Па}$$

На участке 3-У установлены:

Фильтр газовый ФГП-20, сопротивление 100 Па

Счетчик газовый СГУ G-4, сопротивление 200 Па

Термозапорный клапан КТЗ-20, сопротивление 10 Па

Электромагнитный клапан КЭГ-9720, сопротивление 5 Па

Кран шаровый, сопротивлением 5 Па.

6. Суммарные потери давления на участке рассчитываются

$$\Delta P_{\Sigma} = 46,99 + 27,98 + 100 + 200 + 10 + 5 + 5 = 395 \text{ Па}$$

Суммарные потери на основном направлении равняются:

$$\Delta P_{\Sigma} = 50 + 395 = 445 \text{ Па}$$

Сравним потери действительные на основном направлении с теоретическими:

$$\Delta P_{\Sigma} < \Delta P$$

$$445 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

Вывод: качество расчета удовлетворяет требованиям [9].

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		23

Минимальное давление присоединения газового котла и плиты составляет 2000 Па, таким образом к точке присоединения домовой сети к сети низкого давления нужно подать давление, которое покроет потери давления по длине, на местные сопротивления и обеспечит минимальное давление присоединения:

$$P_{\text{ввод}}^{\text{ЖД}} = 2000 + 445 = 2445 \approx 2450 \text{ Па}$$

Полный гидравлический расчет представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода.

№ участка	Расчетный расход газа, V, м³/ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчетная длина, L _р , м	Средние удельные потери давления, h _{ср} , Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, h _д , Па/м	Сопротивление участка, h _д L _р , Па	Гидростатическое давление Н _г , Па	Падение давления, h _д L _р ±Н _г , Па	Падение давления на участке, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Основное направление 1-2-У											
1-2	0,89	2,38	450	13,09	h _{ср} =600/46,47= =12,9	21,3х2,8	1,70	22,25	0,00	22,25	50
		1,5	450	8,25		21,3х2,8	1,70	14,03	8,28	22,31	
Элемент местного сопротивления на участке 1-2											
Кран шаровый Ду=15мм										5,00	
2-У	2,94	8,95	50	13,43	h _{ср} =600/46,47= =12,9	26,8х2,8	3,5	46,99	0,00	46,99	395
		2,35	398	11,7		26,8х2,8	3,5	40,96	12,98	27,98	
Элемент местного сопротивления на участке 2-У											
Фильтр газовый ФГП-20 Ду=20мм										100	
Счетчик газовый СГУ G-2,5										200	
Термозапорный клапан КТЗ-20 Ду=20мм										10	
Электромагнитный клапан КЭГ-9720 Ду=20мм										5	
Кран шаровый Ду=20мм										5	
				ΣL _р	46,47					Итого	445
Ответвление 2-3											
2-3	2,22	0,27	450	1,485	h _{ср} =50/10,56= =4,73	26,8х2,8	1,6	2,38	0,00	2,38	30
		1,65	450	9,075		26,8х2,8	1,6	14,52	8,28	22,80	
Элемент местного сопротивления на участке 2-3											
Кран шаровый Ду=20мм										5	
				ΣL _р	10,56						
Невязка											
Н=(50-30/50)·100%=40% > 10% требуется установка дополнительного местного сопротивления											

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

4.1 Описание и конструирование распределительной сети газоснабжения среднего давления

Проектируемый газопровод среднего давления посредством врезки подключается в существующий полиэтиленовый газопровод среднего давления 0,3 МПа (по техническому заданию на проектирование) с диаметром 125x11,4 мм. Значение ожидаемого конечного давления в сети среднего давления 5 кПа исходя из таблицы 1 [7]. Врезка осуществляется на юго-востоке микрорайона.

На территории проектирования предусматривается подземная прокладка из полиэтиленовых труб с обязательной маркировкой «Газ». Прокладка осуществляется на глубине не менее 1 м, при этом температура грунта на данной глубине прокладки должна быть не менее -20°C. В данном проекте предусмотрена бестраншейная прокладка на глубине 1,6 м по тупиковой схеме. Тупиковая схема легко проектируется и вводится в эксплуатацию, а также она более экономична, чем кольцевая схема. Недостатком данной схемы можно назвать падение давления по мере удаления от источника, давление газа падает, и потребители получают газ с переменным давлением.

Почвенные слои микрорайона имеют достаточно однородную структуру без каменистых включений, поэтому газопровод среднего давления выполнен из полиэтиленовых труб ГОСТ Р 50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов» [10].

Подземный газопровод в местах пересечений с автомобильными дорогами IV-V категорий, а также с магистральными улицами общегородского значения следует прокладывать в футлярах. Концы футляров должны быть выведены на расстояние не менее, чем 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых коммуникаций и сооружений. В микрорайоне имеются зеленые насаждения в виде деревьев и кустарников, которые не создают помех при прокладке газопровода. Линии электропередач, железнодорожные пути и иные искусственные помехи – отсутствуют.

К проектируемому газопроводу среднего давления присоединяется ГРП и котельная. Посредством ГРП среднее давление снижается до низкого и подается в жилые дома. ГРП обеспечивает нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для 54 жилых домов и котельной, обслуживающей детский сад, административное здание и магазин В местах соединения полиэтиленового и стального газопроводов необходимо предусматривать соединение «полиэтилен-сталь». При

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

данном переходе запрещено располагать полиэтиленовую часть перехода выше уровня земли на вертикальном участке газопровода.

Предусмотрена установка отключающих устройств: на тупиковых ответвлениях для отключения отдельных потребителей, в узлах разветвления газопроводов, а также через каждые 300-400 м. Предусмотрены фланцевые соединения для задвижек, кранов и прочей арматуры.

При проектировании газопровода среднего давления предусмотрена укладка детекционной желтой сигнальной ленты для предотвращения повреждения газопровода в период эксплуатации и проведения земляных работ. Лента укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного газопровода. Сигнальная лента имеет ширину 0,2 м и несмываемую надпись: «Осторожно! Газ».

Расчетная схема сети среднего давления представлена на рисунке 4.1.

Расчетная схема сети среднего давления представлена на рисунке 4.1

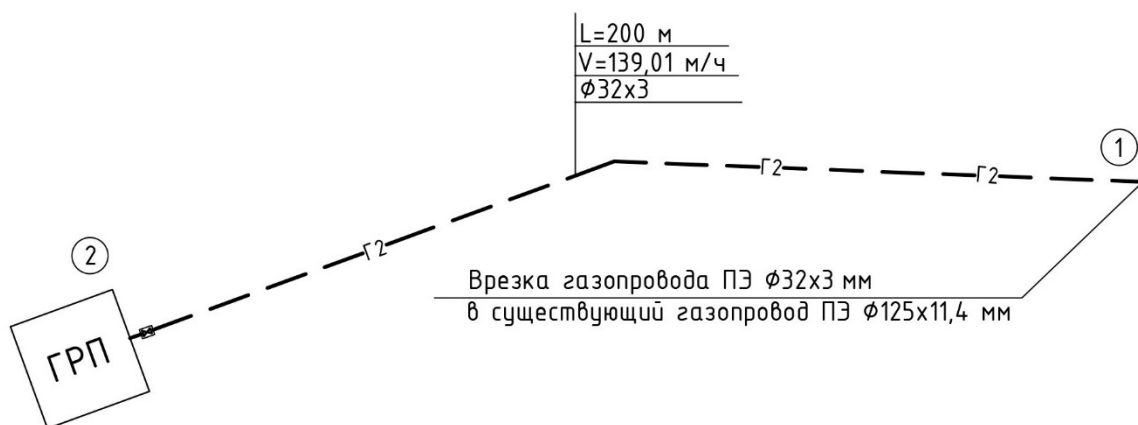


Рисунок – 4.1 Расчетная схема сети среднего давления

4.2 Определение расходов в сети среднего давления

Расход на ГРП берется согласно пункту 5.2

4.3 Гидравлический расчет сети среднего давления

Задачей гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов с целью обеспечить всех потребителей газом с требуемыми параметрами.

При расчете в первую очередь рассматривается самое длинное и нагруженное направление от точки врезки до конечного участка основного направления. После расчета основного направления производится невязка сети с ответвлением. Перепад давления не должен превышать 10%.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

Гидравлический расчет газопровода среднего давления производится согласно методике, описанной в СП 42–101–2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» [9].

Расчетная длина участка определяется по формуле:

$$L_p = 1,1 \cdot L \quad (4.2)$$

где L – длина участка, м.

Необходимо суммировать расчетные длины по основному направлению.

Удельные потери давления определяются по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1 \cdot L}, \quad (4.3)$$

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

L – расстояние до самой удаленной точки, ом.

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot V^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (4.4)$$

где A , B , n , m – коэффициенты, определяемые в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода, согласно [9];

$$B = 0,3164 \cdot (9\pi v)^{0,25} = 0,0446;$$

$$m = 1,75;$$

$$n = 4,75;$$

ρ_0 – расчетная плотность газа, кг/м³;

V – расчетный часовой расход газа, м³/ч.

Коэффициент A определяется в соответствии с [9] для сетей среднего и высокого давления по формуле:

$$A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2} \quad (4.5)$$

P_m – усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа;

$$P_0 = 0,101325 \text{ МПа.}$$

Усредненное давление газа в сети определяется по формуле:

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (4.6)$$

Вычисляется число Рейнольдса по формуле:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{V}{d_{вн} \cdot v}, \quad (4.7)$$

где v – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		27

В зависимости от найденного значения Re, коэффициент гидравлического трения λ определяется

Для ламинарного режима движения газа $Re \leq 2000$:

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

Для критического режима движения газа $Re = 2000 \div 4000$:

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

При $4000 < Re < 100000$ по формуле:

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

При $Re > 100000$:

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

Падение давления на участке газовой сети среднего давления определяется по формуле:

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi^2} \cdot \frac{V^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (4.12)$$

где P_H, P_K – абсолютное давление газа в начале и в конце газопровода соответственно, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ – коэффициент гидравлического трения;

V – расход газа, м³/ч;

d – внутренний диаметр газопровода, мм;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

Конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l} \quad (4.13)$$

После расчета основного направления производится расчет ответвлений по вышеуказанной методике.

Увязка производится по формуле:

$$H = \frac{P_K - P_K^{TP}}{P_K} \cdot 100\% \leq \pm 10\%, \quad (4.14)$$

где P_K – фактическое давление в конце участка, МПа;

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

Пример расчета:

Основное направление начинается с врезки в существующий подземный газопровод среднего давления $P_H=0,3$ МПа. Самый удаленный и нагруженный потребитель –2(ГРП).

Конечное давление у потребителей $P_K^{TP}=0,005$ МПа.

Начальное давление в абсолютных величинах $P_H^{abc}=0,4$ МПа.

Конечное давление у потребителей в абсолютных величинах $P_K^{TP,abc}=0,105$ МПа.

Произведем расчет основного направления 1-2(ГРП):

$L_{1-2}=200$ м; $V=139,01$ м³/ч; $\sum L_p=220$ м

Удельные потери давления определяются по формуле (4.3):

$$\Delta P_{уд} = \frac{0,4^2 \cdot 0,105^2}{220} = 6,77 \cdot 10^{-5} \text{ МПа/м}$$

Усредненное давление газа в сети определяется по формуле (4.6):

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left(0,4 + \frac{0,105^2}{0,4 + 0,105} \right) = 0,281 \text{ МПа,}$$

$P_0 = 0,101325$, МПа,

$$A = \frac{0,101325}{0,281 \cdot 162 \cdot 3,14^2} = 2,26 \cdot 10^{-4}.$$

Расчетный внутренний диаметр определяется по формуле (4.4):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{2,26 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 139,01^{1,75}}{6,77 \cdot 10^{-5}}} = 23,61 \text{ мм}$$

Из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов принимается внутренний диаметр. Ближайший диаметр 32x6 мм. Внутренний диаметр $d_{вн} = 26,0$ мм.

Определим число Рейнольдса по формуле (4.7):

$$Re = 0,0354 \frac{139,01}{2,6 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 132355.$$

Определим коэффициент гидравлического трения по формуле (4.11):

$$\lambda = \frac{0,3164}{132355^{0,25}} = 0,017$$

Конечное давление на участке 1-2 найдем по формуле (4.14):

$$P_K = \sqrt{0,4^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,017 \cdot \frac{139,01^2}{2,6^5} \cdot 0,73 \cdot 220} = 0,3222 \text{ МПа.}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

Расчет участков основного представлен в таблице 4.1.

Таблица – 4.1 Гидравлический расчет сети газоснабжения среднего давления

№ уч-ка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	Удельные потери давления, Па/м	d _p , мм	d _в , мм	Re	λ	P _н , МПа	P _к , МПа
	L, м	L _p , м								
Основное направление 3-2-1										
1-2(ГРП)	200	220	139.0	6,77·10 ⁻⁵	23.61	26.00	132355	0.017	0.4000	0.3222
	ΣL _p =	220								0.3222 > 0.105

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

5.1 Конструирование тупиковых сетей газоснабжения

Потребителями сети низкого давления являются: котельная, обслуживающая административное здание, магазин и детский сад; 54 индивидуальных жилых дома. В каждом индивидуальном доме установлено газоиспользующее оборудование, указанное в таблице 3.1.

Согласно требованиям СП 42–101–2003 [9] и рекомендациям СП 62.13330.2011 [7], прокладка газопровода низкого давления предусмотрена подземным способом с использованием полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 [10].

Газопровод низкого давления прокладывается подземно на глубине не менее 1,6 м до верха трубы для возможности подключения ответвления к индивидуальным потребителям газа.

Предусмотрена установка отключающих устройств через каждые 300-400 метров. Отключающие устройства также предусмотрены на ответвлениях от распределительного трубопровода. Предусмотрены фланцевые соединения для кранов, задвижек и прочей арматуры.

Подземный газопровод в местах пересечений с инженерными коммуникациями, автомобильными дорогами и также с магистральными улицами общегородского значения следует прокладывать в футлярах. Концы футляров должны быть выведены на расстояние не менее, чем 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых коммуникаций и иметь уплотнения из диэлектрического эластичного материала.

Прокладка газопровода низкого давления предусматривают открытым траншейным способом. Разработка грунта выполняется механизированным методом. Ручная разработка грунта предусмотрена вблизи существующих опор электропередач и в местах пересечения с действующими коммуникациями.

Подземные полиэтиленовые газопроводы низкого давления прокладывают вдоль линии застройки по улицам на расстоянии определенным [7] под газонами и тротуарами. Над газопроводами нельзя высаживать деревья и кустарники.

Полиэтиленовые трубы соединяются нагретым инструментом встык. На выходах газопровода из земли предусматривается неразъемное соединения полиэтилен-сталь.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		31

Повороты газопровода выполняются с использованием заводских отводов и свободным изгибом трубы, при этом радиус изгиба трубы должен быть не менее 25 наружных диаметров трубы.

При проектировании газопровода низкого давления предусмотрена укладка детекционной желтой сигнальной ленты для предотвращения повреждения газопровода в период эксплуатации и проведения земляных работ. Лента укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного газопровода и имеет ширину 0,2 м и несмываемую надпись: «Осторожно! Газ».

Достоинствами полиэтиленовых труб являются: низкая стоимость относительно стальных труб; высокая коррозионная стойкость; малая масса; гидравлическое соединения меньше, чем у стальных труб.

Проектируемый газопровод низкого давления выходит из ГРП, где давление со среднего 0,222 МПа (см. п 4.3.), снижается до низкого требуемого давления 3250 Па (см.п.3.2.)

Расчетная схема тупиковой сети среднего давления представлена в приложении В.

За основное направление тупиковой сети низкого давления принята самая нагруженная и удаленная от источника газоснабжения ветка, как того требует [9].

5.2 Определение расходов газа в тупиковой сети газоснабжения низкого давления

Расчетные расходы газа определяются по номинальной теплопроизводительности газопотребляющего прибора.

Для участков, где расположен один газопотребляющий прибор:

$$V = \frac{q}{Q_H^P} \quad (5.1)$$

где V – расчетный расход газа на участке, м³/ч;

$q^{пг-4}$ – номинальная теплопроизводительность газопотребляющего прибора, МДж.

Q_H^P – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, МДж/м³.

Для участка, на котором расположена газовая плита расход определяется:

$$V^{пг-4} = K_0^{пг-4} \cdot \frac{q^{пг-4}}{Q_H^P} \quad (5.2)$$

где K_0 – коэффициент одновременности для n штук газопотребляющих приборов, принимается согласно таблице 5 [8].

Для котла расход газа определяется по формуле:

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

$$V^k = K_0^k \cdot \frac{q^k}{Q_H^P} \quad (5.3)$$

где K_0^k – коэффициент одновременности для котла принимается равным 0,85 вне зависимости от количества одновременно работающих котлов.

Для участков, на которых расположено несколько однотипных газопотребляющих приборов расход газа будет определяться по формуле:

$$V = K_0^{ПГ-4} \cdot n \cdot \frac{q^{ПГ-4}}{Q_H^P} \cdot K_0^k \cdot m \cdot \frac{q^{ПГ-4}}{Q_H^P} \quad (5.4)$$

Часовой расход газа, м³/час, для котельной определяется по формуле:

$$V_{iЧАС} = \frac{Q_{iЧАС} \cdot 3,6}{Q_H^P \cdot \eta} \quad (5.5)$$

где $Q_{iЧАС} = Q_{ЧАС}^{КОТ} = 180$ кВт – часовой расход теплоты котельной, принимается согласно пункту 2.3.1;

$Q_H^P = 35,77$ МДж/м³ – низшая теплота сгорания газа, принимается согласно п.1.5.

Часовой расход газа котельной по формуле (5.5):

$$V_{ЧАС}^{КОТ} = 0,85 \cdot \frac{180 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,9} = 17,11 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Пример расчета

Произведем расчет для участка 14-15.

На участке расположены 50 плит ПГ-4 и 50 котлов.

Найдем расход для плит по формуле (5.2):

$$V^{ПГ-4} = 0,223 \cdot 50 \cdot \frac{31,9}{35,77} = 9,93 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Найдем расход для котлов по формуле (5.3):

$$V^k = 0,85 \cdot 50 \cdot \frac{86,4}{35,77} = 102,66 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Итого расход на участке определяется по формуле (5.4):

$$V = 0,223 \cdot 50 \cdot \frac{31,9}{35,77} + 0,85 \cdot 50 \cdot \frac{86,4}{35,77} = 112,59 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Дальнейший расчет сведен в таблицы 5.1 – 5.6

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

Таблица 5.1 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для основного направления 1-20(ГРП).

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одно-временности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для основного направления 1-20(ГРП)					
1-2	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	
2-3	ПГ-4	2	0,650	1,16	5,26
	Котел	2	0,850	4,11	
3-4	ПГ-4	3	0,450	1,20	7,36
	Котел	3	0,850	6,16	
4-5	ПГ-4	4	0,350	1,25	9,46
	Котел	4	0,850	8,21	
5-6	ПГ-4	5	0,290	1,23	11,50
	Котел	5	0,850	1,27	
6-7	ПГ-4	6	0,280	1,50	13,82
	Котел	6	0,850	1,32	
7-8	ПГ-4	11	0,251	2,46	25,04
	Котел	11	0,850	22,58	
8-9	ПГ-4	12	0,248	2,65	27,29
	Котел	12	0,850	24,64	
9-10	ПГ-4	13	0,246	2,85	29,54
	Котел	13	0,850	26,69	
10-11	ПГ-4	21	0,235	4,40	47,51
	Котел	21	0,850	43,12	
11-12	ПГ-4	34	0,231	6,98	76,79
	Котел	34	0,850	69,81	
12-13	ПГ-4	35	0,229	7,14	79,00
	Котел	35	0,850	71,86	
13-14	ПГ-4	36	0,229	7,33	81,24
	Котел	36	0,850	73,91	
14-15	ПГ-4	50	0,223	9,93	112,59
	Котел	50	0,850	102,66	
15-16	Котлы в котельной	3	0,850	17,11	129,70
	ПГ-4	50	0,223	9,93	
	Котел	50	0,850	102,66	
16-17	Котлы в котельной	3	0,850	17,11	132,31
	ПГ-4	51	0,231	10,49	
	Котел	51	0,850	104,71	
17-18	Котлы в котельной	3	0,850	17,11	134,52
	ПГ-4	52	0,230	10,64	
	Котел	52	0,850	106,76	
18-19	Котлы в котельной	3	0,850	17,11	136,78
	ПГ-4	53	0,230	10,86	
	Котел	53	0,850	108,82	

Окончание таблицы 5.1

19-20(ГРП)	Котлы в котельной	3	0,850	17,11	139,01
	ПГ-4	54	0,229	11,034	
	Котел	54	0,850	110,868	

Таблица 5.2 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для ответвления 7-22.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одно-временности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для ответвления 7-22					
22-23	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	
23-24	ПГ-4	2	0,650	1,16	5,26
	Котел	2	0,850	4,11	
24-25	ПГ-4	3	0,450	1,20	7,36
	Котел	3	0,850	6,16	
25-26	ПГ-4	4	0,350	1,25	9,46
	Котел	4	0,850	8,21	
26-7	ПГ-4	5	0,290	1,29	11,56
	Котел	5	0,850	10,27	

Таблица 5.3 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для ответвления 10-27.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одно-временности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для ответвления 10-27					
27-28	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	
28-29	ПГ-4	2	0,650	1,16	5,26
	Котел	2	0,850	4,11	
29-30	ПГ-4	3	0,450	1,20	7,36
	Котел	3	0,850	6,16	
30-31	ПГ-4	4	0,350	1,25	9,46
	Котел	4	0,850	8,21	
31-32	ПГ-4	5	0,290	1,29	11,56
	Котел	5	0,850	10,27	

Окончание таблицы 5.3

32-33	ПГ-4	6	0,280	1,50	13,82
	Котел	6	0,850	12,32	
33-34	ПГ-4	7	0,280	1,75	16,12
	Котел	7	0,850	14,37	
34-10	ПГ-4	8	0,265	1,89	18,31
	Котел	8	0,850	16,42	

Таблица 5.4 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для ответвления 11-35.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одно-временности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для ответвления 11-35					
35-36	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	
36-37	ПГ-4	2	0,650	1,16	5,26
	Котел	2	0,850	4,11	
37-38	ПГ-4	3	0,450	1,20	7,36
	Котел	3	0,850	6,16	
38-39	ПГ-4	4	0,350	1,25	9,46
	Котел	4	0,850	8,21	
39-40	ПГ-4	5	0,290	1,29	11,56
	Котел	5	0,850	10,27	
40-41	ПГ-4	6	0,280	1,50	13,82
	Котел	6	0,850	12,32	
41-42	ПГ-4	7	0,280	1,75	16,12
	Котел	7	0,850	14,37	
42-43	ПГ-4	8	0,265	1,89	18,31
	Котел	8	0,850	16,42	
43-44	ПГ-4	9	0,258	2,07	20,55
	Котел	9	0,850	18,48	
44-45	ПГ-4	10	0,254	2,26	22,79
	Котел	10	0,850	20,53	
45-46	ПГ-4	11	0,251	2,46	25,05
	Котел	11	0,850	22,58	
46-47	ПГ-4	12	0,248	2,65	27,29
	Котел	12	0,850	24,64	
47-11	ПГ-4	13	0,246	2,84	29,53
	Котел	13	0,850	26,69	

Таблица 5.5 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для ответвления 14-48.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для ответвления 14-48					
48-49	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	
49-50	ПГ-4	2	0,650	1,16	5,26
	Котел	2	0,850	4,11	
50-51	ПГ-4	3	0,450	1,20	7,36
	Котел	3	0,850	6,16	
51-52	ПГ-4	4	0,350	1,25	9,46
	Котел	4	0,850	8,21	
52-53	ПГ-4	5	0,290	1,29	11,56
	Котел	5	0,850	10,27	
53-54	ПГ-4	6	0,280	1,50	13,82
	Котел	6	0,850	12,32	
54-55	ПГ-4	7	0,280	1,75	16,12
	Котел	7	0,850	14,37	
55-56	ПГ-4	8	0,265	1,89	18,31
	Котел	8	0,850	16,42	
56-57	ПГ-4	9	0,258	2,07	20,55
	Котел	9	0,850	18,48	
57-58	ПГ-4	10	0,254	2,26	22,79
	Котел	10	0,850	20,53	
58-59	ПГ-4	11	0,251	2,46	25,05
	Котел	11	0,850	22,58	
59-60	ПГ-4	12	0,248	2,65	27,29
	Котел	12	0,850	24,64	
60-61	ПГ-4	13	0,246	2,84	29,53
	Котел	13	0,850	26,69	
61-14	ПГ-4	14	0,243	3,06	31,80
	Котел	14	0,850	28,74	

Таблица 5.6 – Расчет расходов в тупиковой сети низкого давления для ответвления 3-21.

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэффициент одновременности	Расход газа, м3/ч	
				по приборам	расчетный на участке
Расходы газа в сети низкого давления для ответвления 3-21					
21-3	ПГ-4	1	1,000	0,89	2,94
	Котел	1	0,850	2,05	

5.3 Гидравлический расчет тупиковых сетей газоснабжения

Алгоритм данного гидравлического расчета сетей газоснабжения низкого давления аналогичен алгоритму расчета для сетей среднего давления, представленного в п.4.2.

Исключения составляют нижеизложенные моменты.

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

2) Удельные потери давления определяются по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_H^{тр} - P_K^{тр}}{1,1 \cdot L}, \quad (5.5)$$

3) Значение коэффициента A для сетей низкого давления:

$$A = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} = 626$$

4) Потери давления в газопроводах сети низкого давления определяются по формуле:

$$P_H - P_K = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l, \quad (5.6)$$

Конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_K = P_H - 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l. \quad (5.7)$$

5) Фактическое давление в конце ответвлений и основного направления, полученное в результате расчетов, должно быть больше или равно требуемому конечному давлению.

Неувязка определяется по формуле:

$$H = \frac{\Delta P_{осн} - \Delta P_{отв}}{\Delta P_{осн}} \cdot 100\% \leq \pm 10\%, \quad (5.8)$$

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

Пример расчета участка.

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

Основное направление начинается от 20(ГРП) до самого удаленного потребителя (1).

Необходимое минимальное конечное давление у потребителя $P_K = 2450$ Па (см.п.3.2).

Определим начальное давление в тупиковой сети низкого давления по формуле:

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		38

$$P_H = P_K + \Delta P \quad (5.9)$$

где ΔP – располагаемые потери давления в сети низкого давления, принимаются равными 800 Па (по техническому заданию на проектирование).

Исходя из формулы (5.9):

$$P_H = 2450 + 800 = 3250 \text{ Па}$$

Рассмотрим пример расчета участка 20(ГРП)-19 на основном направлении 20(ГРП)-19-18-17-...-1:

1) $L=70 \text{ м}$; $L_p=77 \text{ м}$; $\sum L_p=613,8 \text{ м}$; $V=139,01 \text{ м}^3/\text{ч}$.

2) Удельные потери давления по формуле (5.5):

$$\Delta P_{\text{уд}} = \frac{3250-2450}{613,8} = 1,3 \text{ Па /м}$$

3) Расчетный внутренний диаметр газопровода по формуле (4.4):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 139,01^{1,75}}{1,3}} = 109,9 \text{ см.}$$

5) Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов.

Примем на данном участке газопровод ПЭ 100 SPD 11 с внутренним диаметром $d_{\text{вн}} = 11,46 \text{ см}$.

6) Число Рейнольдса по формуле (4.7):

$$Re = 0,0354 \frac{139,01}{11,46 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 30029$$

8) Следовательно, коэффициент гидравлического трения по формуле (4.10):

$$\lambda = \frac{0,3164}{30029^{0,25}} = 0,024$$

9) Конечное давление на участке определяется по формуле (5.7):

$$P_K = 3250 - 626,1 \cdot 0,024 \cdot \frac{139,01^2}{11,46^5} \cdot 0,73 \cdot 77 = 3167 \text{ Па}$$

10) Потери давления на участке:

$$\Delta P = 3250 - 3167 = 83 \text{ Па.}$$

Расчет остальных участков основного направления и ответвлений производится аналогично и представлен в таблице 5.7.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

Таблица 5.7 – Гидравлический расчет сети газоснабжения низкого давления

ния

№ участка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	d _p , мм	d _{вн} , мм	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па
	L, м	L _p , м								
Основное направление участка 20(ГРП)-19-18-17-...-1										
$R_{уд} = \frac{3250-2450}{613,8} = 1,3 \text{ Па/м}$										
20(ГРП)- 19	70	77	139,01	109,9	114,6	30029	0,024	3250	3167	83
19-18	20	22	136,78	109,3	102,2	33132	0,023	3167	3128	40
18-17	15	16,5	134,52	108,6	102,2	32583	0,024	3128	3099	29
17-16	34	37,4	132,31	108,0	102,2	32049	0,024	3099	3035	63
16-15(РК)	25	27,5	129,70	107,2	102,2	31416	0,024	3035	2990	45
15-14	25	27,5	112,59	101,7	102,2	27271	0,025	2990	2955	35
14-13	45	49,5	81,24	90,2	90,0	22346	0,026	2955	2890	65
13-12	23	25,3	79,00	89,3	90,0	21729	0,026	2890	2858	32
12-11	11	12,1	76,79	88,4	90,0	21122	0,026	2858	2843	14
11-10	19	20,9	47,51	74,0	73,6	15980	0,028	2843	2815	28
10-9	20	22	29,54	62,1	61,4	11910	0,030	2815	2785	30
9-8	35	38,5	27,29	60,4	61,4	11002	0,031	2785	2738	46
8-7	15	16,5	25,04	58,5	61,4	10097	0,032	2738	2721	17
7-6	53	58,3	13,82	47,0	51,4	6654	0,035	2721	2672	50
6-5	33	36,3	11,50	43,9	40,8	6975	0,035	2672	2605	67
5-4	33	36,3	9,46	40,8	40,8	5739	0,036	2605	2557	48
4-3	30	33	7,36	37,2	40,8	4467	0,039	2557	2529	28
3-2	22	24,2	5,26	32,9	32,6	3997	0,040	2529	2496	33
2-1	30	33	2,94	26,6	26,0	2803	0,035	2496	2457	39
	Σ	613,80							Σ	793
Ответвление 7-26-25-24-23-22										
$R_{уд} = \frac{2721-2450}{222,2} = 1,22 \text{ Па/м}$										
7-26	40	44	11,56	44,57	40,8	7012	0,035	2721	2639	6
26-25	35	38,5	9,46	41,40	40,8	5739	0,036	2639	2589	51
25-24	35	38,5	7,36	37,75	40,8	4467	0,039	2589	2556	33
24-23	55	60,5	5,26	33,36	32,6	3997	0,040	2556	2474	82
23-22	37	40,7	2,94	26,93	32,6	2235	0,033	2474	2459	14
	Σ	222,2							Σ	186
$H = \frac{\Delta P_{7-1} - \Delta P_{7-22}}{\Delta P_{7-1}} = \frac{264 - 186}{264} \cdot 100\% = 30\% > 10\%$										
Требуется установка дополнительного местного сопротивления.										
Ответвление 10-34-33-32-31-30-29-28-27										
$R_{уд} = \frac{2815-2450}{266,2} = 1,37 \text{ Па/м}$										

Продолжение таблицы 5.7

№ участка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	d _p , мм	d _{вн} , мм	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па
	L, м	L _p , м								
Ответвление 10-34-33-32-31-30-29-28-27										
$R_{уд} = \frac{2815-2450}{266,2} = 1,37 \text{ Па/м}$										
10-34	30	33,0	18,31	51,53	51,4	8820	0,033	2815	2769	46
34-33	30	33,0	16,12	49,16	51,4	7763	0,034	2769	2732	37
33-32	30	33,0	13,82	46,45	40,8	8382	0,033	2732	2648	84
32-31	30	33,0	11,56	43,49	40,8	7012	0,035	2648	2587	62
31-30	28	30,8	9,46	40,40	40,8	5739	0,036	2587	2546	41
30-29	23	25,3	7,36	36,83	40,8	4467	0,039	2546	2525	21
29-28	33	36,3	5,26	32,55	32,6	3997	0,040	2525	2475	49
28-27	38	41,8	2,94	26,28	32,6	2235	0,033	2475	2461	15
	Σ	266,2							Σ	355
$H = \frac{\Delta P_{10-1} - \Delta P_{10-27}}{\Delta P_{10-1}} = \frac{358-355}{358} \cdot 100\% = 0,8\% < 10\%$										
Ответвление 11-47-46-45-44-43-42-41-40-39-38-37-36-35										
$R_{уд} = \frac{2843-2450}{451} = 0,87 \text{ Па/м}$										
11-47	33	36,3	29,53	67,62	73,60	9934	0,032	2843	2822	21
47-46	25	27,5	27,29	65,68	73,60	9180	0,032	2822	2808	14
46-45	25	27,5	25,05	63,63	61,40	10098	0,032	2808	2780	29
45-44	25	27,5	22,79	61,46	61,40	9190	0,032	2780	2755	24
44-43	20	22,0	20,55	59,16	61,40	8284	0,033	2755	2739	16
43-42	25	27,5	18,31	56,70	61,40	7384	0,034	2739	2723	16
42-41	33	36,3	16,12	54,09	51,40	7763	0,034	2723	2682	40
41-40	45	49,5	13,82	51,11	51,40	6654	0,035	2682	2640	42
40-39	45	49,5	11,56	47,86	51,40	5566	0,037	2640	2609	31
39-38	40	44,0	9,46	44,45	40,80	5739	0,036	2609	2551	58
38-37	28	30,8	7,36	40,53	40,80	4467	0,039	2551	2525	26
37-36	25	27,5	5,26	35,82	32,60	3997	0,040	2525	2488	37
36-35	41	45,1	2,94	28,91	32,60	2235	0,033	2488	2472	16
	Σ	451,00							Σ	371
$H = \frac{\Delta P_{11-1} - \Delta P_{11-35}}{\Delta P_{11-1}} = \frac{386-371}{386} \cdot 100\% = 3,9\% < 10\%$										
Ответвление 14-61-60-59-58-57-56-55-54-53-52-51-50-49-48										
$R_{уд} = \frac{2955-2450}{425} = 1,19 \text{ Па/м}$										
14-61	24	26,4	31,80	65,05	61,40	12822	0,03	2955	2914	42
61-60	11	12,1	29,53	63,30	61,40	11908	0,03	2914	2897	17

Продолжение таблицы 5.7

№ участка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	d _p , мм	d _{вн} , мм	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па
	L, м	L _p , м								
Ответвление 14-61-60-59-58-57-56-55-54-53-52-51-50-49-48										
$R_{уд} = \frac{2955-2450}{425} = 1,19 \text{ Па/м}$										
60-59	25	27,5	27,29	61,49	61,40	11004	0,03	2897	2864	33
59-58	25	27,5	25,05	59,57	61,40	10098	0,03	2864	2835	29
58-57	25	27,5	22,79	57,54	61,40	9190	0,03	2835	2811	24
57-56	21	23,1	20,55	55,38	51,40	9895	0,03	2811	2772	39
56-55	20	22,0	18,31	53,08	51,40	8820	0,03	2772	2741	31
55-54	20	22,0	16,12	50,64	51,40	7763	0,03	2741	2716	25
54-53	23	25,3	13,82	47,85	51,40	6654	0,04	2716	2695	22
53-52	35	38,5	11,56	44,80	40,80	7012	0,03	2695	2623	72
52-51	28	30,8	9,46	41,62	40,80	5739	0,04	2623	2582	41
51-50	25	27,5	7,36	37,94	40,80	4467	0,04	2582	2559	23
50-49	50	55,0	5,26	33,53	32,60	3997	0,04	2559	2484	75
49-48	55	60,5	2,94	27,07	32,60	2235	0,03	2484	2463	21
	Σ	425,7							Σ	160
$H = \frac{\Delta P_{14-1} - \Delta P_{14-48}}{\Delta P_{14-1}} = \frac{498-160}{498} \cdot 100\% = 68\% > 10\%$										
Требуется установка дополнительного местного сопротивления.										
Ответвление 15-ПК										
$R_{уд} = \frac{2990-2450}{13,2} = 41 \text{ Па/м}$										
15-ПК	12	13,2	17,11	13,06	26,00	16291	0,03	2990	2574	416
	Σ	13,2							Σ	416
$H = \frac{\Delta P_{15-ПК} - \Delta P_{15-1}}{\Delta P_{15-ПК}} = \frac{416-406}{416} \cdot 100\% = 2\% < 10\%$										
Ответвление 3-21										
$R_{уд} = \frac{2529-2450}{33} = 2,39 \text{ Па/м}$										
3-21	30	33	2,94	23,37	26,00	2803	0,04	2529	2490	39
	Σ	33							Σ	39
$H = \frac{\Delta P_{3-1} - \Delta P_{3-21}}{\Delta P_{3-1}} = \frac{72-39}{72} \cdot 100\% = 46\% > 10\%$										
Требуется установка дополнительного местного сопротивления.										

Проверим давление на участке 15-РК.

Для стабильной работы районной котельной давление на входе должно быть больше или равно сумме давлений перед котлом и потерям на основном направлении при расчете гидравлики котельной.

Конечное давление на участке 15-Рк: $P_k = 2574$ Па

Давление перед котлом: $P_{кот} = 2000$ Па (см.приложение А.3)

Потери давления на основном направлении в котельной: $\Delta P = 490$ Па (см.6.3)

Проверка давления газа перед котлом:

$$2000 + 490 = 2490 \text{ Па}$$

$$2490 \text{ Па} < 2574 \text{ Па}$$

Расчет произведен успешно.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОНОМНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

6.1 Конструирование сети газопровода котельной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая автономная котельная, обслуживающая общественные здания: административное здание, магазин, детский сад. Котельная работает на нужды горячего водоснабжения, вентиляции и теплоснабжения общественных зданий. При помощи теплотрассы котельная соединена с потребителями.

Согласно пункту 5 [9] ввод газопровода в районную котельную осуществляется в футляре через стену сооружения котельной, представляющим собой часть трубы большего диаметра, чем вводимый газопровод. Футляр предназначен для защиты газопровода от повреждений при деформациях стены. Пространство между футляром и газопроводом заделывается просмоленной льняной пряжей и замазывается битумной мастикой.

На вводе газопровода в здание котельной предусматривается следующее оборудование: газовый фильтр, счетчик газа, термозапорный клапан, электромагнитный клапан. Газовый фильтр FGM Rp Ду= 40 мм обеспечивает требуемую степень очистки газа от механических примесей. Потери давления на фильтре составляют 70 Па согласно приложению Г. Счетчик расхода газа РСГ G16 Ду = 40 мм предназначен для учета газа, потери давления на счетчике составляют 67 Па согласно приложению Г. Термозапорный клапан КТЗ Ду = 40 мм предназначен для автоматического перекрытия подачи газа, при достижении температуры среды 100 °С при пожаре. Электромагнитный клапан КЭГ 9720 Ду = 40 мм предназначен для регулировки потока газа, поставляемого по газопроводу. Потери давления на электромагнитном клапане составляют 30 Па согласно приложению Г.

В помещении котельной газопроводы прокладывают открыто, крепя к стенам с помощью специальный кронштейнов или подвесок с хомутами.

Внутренние газопроводы котельной выполняются стальными, трубы соединены неразъемно сварными швами. Разъемные соединения предусмотрены в местах присоединения газоиспользующего оборудования, технических устройств, на газопроводах обвязки газоиспользующего оборудования, в местах установки запорной арматуры, газоиспользующего оборудования и других приборов.

В котельной расположены три газовых двухконтурных котла Navien GST-60KN напольного типа с номинальной тепловой мощностью $Q_k=60$ кВт каждый согласно приложению А. Камера сгорания в котлах открытая. Открытая камера сгорания подразумевает способ образования горючей смеси - воздух берется из помещения, а удаление продуктов сгорания осуществляется естественным спосо-

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

бом за счет тяги, создаваемой дымоходом. К плюсам данного типа камеры сгорания можно отнести: упрощенный монтаж, энергонезависимость, стоимость ниже аналогичных по характеристикам котлов, оснащенных закрытой камерой. К минусам типа камеры сгорания можно отнести: повышенные требования к вентиляции, необходимость частого обслуживания. КПД данного котла 90%, диаметр присоединительного патрубка 15 мм, диаметр присоединительного патрубка котла к дымоходу 148 мм. Котлы оборудуются автоматикой регулирования и безопасности, которая обеспечивает прекращение подачи газа при погасании пламени горелки, понижение или повышение давления газа в сети отсутствии тяги, прекращение энергоснабжения, нарушение вентиляции. Для контроля над превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода или метана в помещении отальной устанавливаются сигнализаторы загазованности. Дымовые газы от котлов отводятся через металлические газоходы от каждого котла и дымовую трубу.

Продувка газопровода котельной осуществляется через продувочные газопроводы в атмосферу. Продувочные газопроводы оборудованы запорными кранами и штуцером для отбора проб газа с краном. Продувочные газопроводы выводятся на 1 м. выше крыши котельной и заземляются. Удаления продуктов сгорания от котлов производится через индивидуальные дымовые трубы.

За отметку 0,000 принята отметка чистого пола котельной. Котельная должна быть оснащена средствами пожаротушения в соответствии с нормами на противопожарное оборудование и инвентарь, установленными "Правилами пожарной безопасности". Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию производить в соответствии с требованиями [7].

Вентиляция котельной обеспечивает трёхкратный воздухообмен и подачу воздуха на горение.

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

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

В системе установлена автоматика управления и безопасности учитывающая все параметры работы

6.2 Требования к помещениям с газовыми котлами

Согласно [11], проектом котельной следует предусматривать:

1. котлы, экономайзеры, воздухоподогреватели и другое оборудование в блочном транспортабельном исполнении повышенной заводской готовности;

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

2. укрупненные монтажные блоки трубопроводов и газопроводов и воздухопроводов;

3. укрупнение групп технологически связанного между собой вспомогательного оборудования путем компоновки его в транспортабельные монтажные блоки с трубопроводами и арматурой.

Технологическая схема и компоновка оборудования автономной котельной должны обеспечивать:

1. оптимальную механизацию и автоматизацию всех технологических процессов;
2. безопасное и удобное обслуживание и ремонт оборудования;
3. наименьшую протяженность коммуникации;
4. возможность въезда в котельную напольного транспорта (автопогрузчиков, электрокаров) для транспортирования узлов оборудования и трубопроводов при производстве ремонтных работ.

Помещения по выработке тепла оборудуют:

1. шумопоглощающими устройствами;
2. постоянно действующей вентиляцией с механическим побуждением, сблокированной с автоматическим запорным органом, установленным непосредственно на вводе газопровода в помещение.

Для обслуживания газоиспользующих установок необходимо предусматривать свободные проходы шириной не менее 6 м.

Котельная должна иметь общую площадь остекления не менее $2,2 \text{ м}^2$ из расчета $0,03 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема помещения, причем площадь одного стекла быть не менее 1 м^2 , при толщине стекла 4 мм., что соответствует легкосбрасываемой конструкции.

6.3 Расчёт внутреннего газопровода котельной

Гидравлический расчет внутридомового газопровода котельной производится по методике, описанной в пункте 3.2.

Расчетная схема котельной представлена на рисунке 6.1.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		46

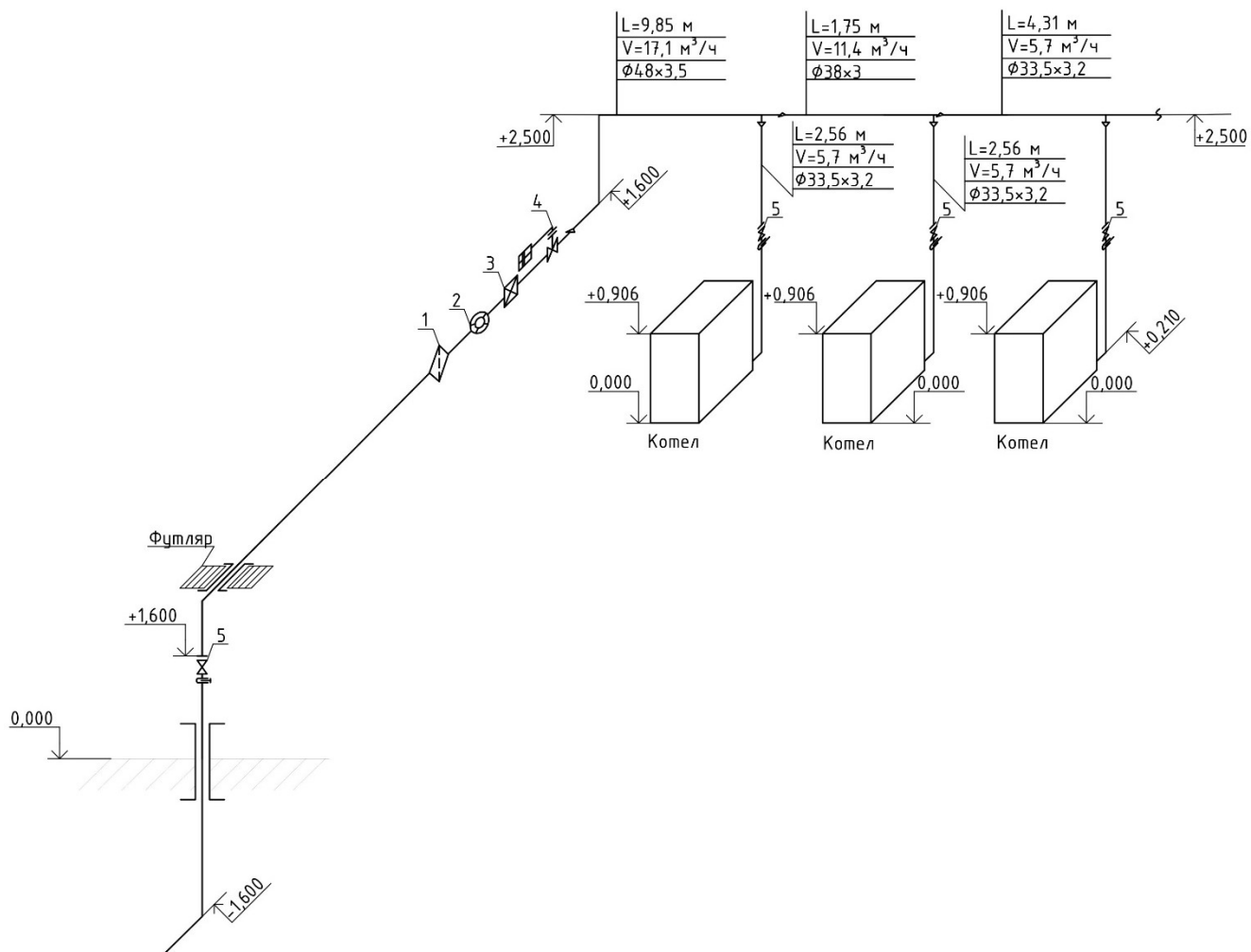


Рисунок – 6.1 Расчетная схема котельной

Приборы учета и регулирования газа, установленные в котельной:

- 1 – фильтр газовый FGM Rp;
- 2 – счетчик газовый РСГ G16;
- 3 – термозапорный клапан КТЗ-40;
- 4 – электромагнитный клапан КЭГ-9720;
- 5 – кран шаровый;

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

Разобьем участок 1-2 на вертикальный и горизонтальный.

1. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме, $L = 1,9$ м, $a = 450\%$ и $L=2,41$ м, $a=388\%$. Расчетные длины определяют по формуле (3.1):

$$L_p = 1,9 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 10,42 \text{ м}$$

$$L_p = 2,41 \cdot \left(1 + \frac{388}{100}\right) = 11,76 \text{ м}$$

2. Определяем средние удельные потери давления для основного направления по формуле (3.2):

$$h_{cp} = \frac{600}{67,15} = 8,94 \text{ Па/м};$$

3. По расчетному расходу газа и средней удельной потере давления по номограмме определяются диаметры, действительные удельные потери давления и действительное сопротивление участков:

$$d = 33,5 \times 3,2;$$

$$h_d = 4,25 \text{ Па/м};$$

$$h_d \cdot L_p = 10,42 \cdot 4,25 = 44,3 \text{ Па}$$

$$h_d \cdot L_p = 11,76 \cdot 4,25 = 50 \text{ Па}$$

4. Гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков находят по формуле (3.3):

$$H_r = (2,5 - 0,090) \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 13,31 \text{ Па}$$

На горизонтальных участках гидростатическое давление равно 0.

5. Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по формуле (3.4):

$$\Delta P_d = 50 + 13,31 = 63,3 \text{ Па}$$

$$\Delta P_d = 44,3 \text{ Па}$$

6. Суммарные потери давления на участке:

$$\Delta P_{\Sigma} = 44,3 + 63,3 + 5 = 113 \text{ Па}$$

Остальные участки сети рассчитываются аналогично. Расчет сведен в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Гидравлический расчет внутреннего газопровода котельной

№ участка	Расчетный расход газа, V, м³/ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчетная длина, L _p , м	Средние удельные потери давления, h _{cp} , Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, h _d , Па/м	Сопротивление участка, h _d L _p , Па	Гидростатическое давление H _r , Па	Падение давления, h _d L _p ± H _r , Па	Падение давления на участке, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Окончание таблицы 6.4

№ участка	Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Длина участка, L, м	Надбавка на местные сопротивления, а, %	Расчетная длина, L _р , м	Средние удельные потери давления, h _{ср} , Па/м	Условный диаметр, мм	Действительные удельные потери давления, h _д , Па/м	Сопротивление участка, h _д L _р , Па	Гидростатическое давление H _г , Па	Падение давления, h _д L _р ±H _г , Па	Падение давления на участке, Па	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Основное направление 1-2-3-У												
1-2	5,7	1,90	450	10,42	$h_{ср}=600/67,15=8,94$	33,5x3,2	4,25	44,3	0,00	44,3	113	
		2,41	388	11,76		33,5x3,2	4,25	50	13,31	63,3		
Элемент местного сопротивления на участке 1-2												
Кран шаровый Ду=25мм										5,00		
2-3	11,4	1,75	450	10	$h_{ср}=600/67,15=8,94$	38x3	6,0	57,6	0,00	57,6	58	
		0	0	0		38x3	6,0	0,0	0,00	0,00		
3-У	17,1	1,65	450	9,08	$h_{ср}=600/67,15=8,94$	48x3,5	4,0	36,3	0,00	36,30	320	
		5,70	120	12,54		48x3,5	4,0	50,2	0,00	50,16		
		1,60	450	8,80		48x3,5	4,0	35,2	-8,84	26,36		
		0,90	450	4,95		48x3,5	4,0	19,8	-4,97	14,83		
Элемент местного сопротивления на участке 3-У												
Фильтр газовый FGM Rp Ду=40 мм										70		
Счетчик газа РСГ G16 Ду=40 мм										67		
Термозапорный клапан КТЗ Ду=40 мм										20		
Электромагнитный клапан КЭГ 9720 Ду=40 мм										30		
Кран шаровый Ду=40 мм										5		
ΣL _p 67.15											Итого	490
Ответвление 2-4												
2-4	5,7	0,15	450	0,83	$h_{ср}=113/12,6=8,96$	33,5x3,2	4,25	3,51	0,00	3,51	67	
		2,41	388	11,76		33,5x3,2	4,25	49,98	8,80	58,79		
Элемент местного сопротивления на участке 2-4												
Кран шаровый Ду=25 мм										5,00		
ΣL _p 12,6												
Невязка												
N=(113-67)/113=41%>10% требуется установка дополнительного местного сопротивления												
Ответвление 3-5												
3-5	5,70	0,15	450	0,83	$h_{ср}=171/12,6=13,6$	33,5x3,2	4,25	3,51	0,00	3,51	67	
		2,41	388	11,76		33,5x3,2	4,25	49,98	8,80	58,79		
Элемент местного сопротивления на участке 3-5												
Кран шаровый Ду=25 мм										5,00		
ΣL _p 12,6												
Невязка												
N=(171-67)/171=61%>10% требуется установка дополнительного местного сопротивления												

6.4 Расчет дымовой трубы

Дымовая труба котельной предназначена для удаления топочных дымовых газов и рассеивания вредных соединений, содержащихся в продуктах сгорания в атмосферном воздухе, с целью снижения их концентрации в атмосфере на уровне дыхания до необходимого значения. Дымовая труба создает естественную тягу, и движение газов происходит вследствие разности плотностей окружающего холодного воздуха и горячих продуктов сгорания.

Естественная тяга в дымовой трубе обеспечивает поступление воздуха в котел и дальнейшее движение продуктов сгорания по газовому тракту.

Плотность при любых условиях определяют по формуле:

$$\rho_{\Gamma}^{\text{д.г.}} = \rho_0^{\Gamma} \cdot \frac{273}{273 + t_{\text{д.г.}}^{\text{ср.}}} \quad (6.1)$$

где $t_{\text{д.г.}}^{\text{ср.}}$ – средняя температура дымовых газов, принимаем равной температуре уходящих газов $t_{\text{yx}} = 190$ °С, °С;

ρ_0^{Γ} – плотность дымовых газов при средней температуре, кг/м³.

Плотность дымовых газов при средней температуре определяется по формуле:

$$\rho_0^{\Gamma} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_0^{\Gamma}} \cdot \rho_{\text{H}_2\text{O}} + \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_0^{\Gamma}} \cdot \rho_{\text{RO}_2} + \frac{V_{\text{N}_2}}{V_0^{\Gamma}} \cdot \rho_{\text{N}_2} + \frac{V_{\text{O}_2}}{V_0^{\Gamma}} \cdot \rho_{\text{O}_2} \quad (6.2)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}$ – теоретический объем водяных паров, нм³/м³, определяется по формуле:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 \cdot (\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot \text{C}_m\text{H}_n + 0,124 \cdot d_{\Gamma}) + 0,0161 \cdot V_{\text{B}}^0 \quad (6.3)$$

где d_{Γ} – влагосодержание газообразного топлива, принимаем $d_{\Gamma} = 10$ г/м³;

V_{B}^0 – теоретический объем воздуха, нм³/м³, определяется по формуле:

$$V_{\text{B}}^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (\text{CO} + \text{H}_2) + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2) \quad (6.4)$$

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

Тогда, теоретический объем водяных паров будет равен (6.3):

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

Определим теоретический объем трехатомных газов, нм³/м³, по формуле:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m \cdot \text{C}_m\text{H}_n) \quad (6.5)$$

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

Теоретический объем азота, нм³/м³, определяется по формуле:

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		50

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V_B^0 + \frac{N^P}{100} \quad (6.6)$$

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

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

$$V_{\Gamma}^0 = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} \quad (6.7)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 7,526 + 1,006 + 2,158 = 10,69 \text{ нм}^3/\text{м}^3.$$

Объем продуктов сгорания при сжигании газа, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле:

$$V_{\text{п.с}}^0 = V_{\Gamma}^0 \cdot V_{\text{кот}} \quad (6.8)$$

По формуле (6.2) определим плотность дымовых газов при средней температуре:

$$\rho_{\Gamma}^0 = \frac{2,158}{10,69} \cdot 1,43 + \frac{1,006}{10,69} \cdot 1,98 + \frac{7,526}{10,69} \cdot 1,251 = 1,36 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Следовательно, плотность дымовых газов при любых условиях вычисляется по формуле (6.1):

$$\rho_{\Gamma}^{\text{д.г.}} = 1,36 \cdot \frac{273}{273 + 190} = 0,8 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Определим объем продуктов сгорания при сжигании газа в котле Navien GST-60KN по формуле (6.8):

$$V_{\text{п.с}}^0 = 10,69 \cdot 60 = 641,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

В проектируемой котельной расположены три однотипных котла, следовательно, объем продуктов сгорания будет равен:

$$V_{\text{п.с}} = 641,4 \cdot 3 = 1924,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

При сжигании топлива вместе с продуктами сгорания в атмосферу выделяются токсичные газы, к примеру, диоксид азота.

Произведем расчет высоты дымовой трубы.

Расход топлива, потребляемого котлом, определяется по формуле:

$$B = \frac{Q_{\text{кот}}}{Q_{\text{н}}^P \cdot \eta} \quad (6.9)$$

где $Q_{\text{кот}}$ – теплопроизводительность котла, МДж;

$Q_{\text{н}}^P$ – низшая теплота сгорания газа, МДж/ м^3 , $Q_{\text{н}}^P = 35,77 \text{ МДж}/\text{м}^3$;

η – КПД котла, %.

$$B = \frac{60 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,9} = 6,71 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0017 \text{ м}^3/\text{с}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

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

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot V \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (6.10)$$

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

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

r – степень рециркуляции инертных газов;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

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

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\text{ф}}}{20 + Q_{\text{H}}}, \quad (6.11)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактическая производительность котла, кВт, 54 кВт;

Q_{H} – номинальная теплопроизводительность агрегата, кВт, 60 кВт.

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

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

Задается скорость на входе в дымовую трубу $w_0 = 10$ м/с и определяется диаметр устья трубы по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4V_{\text{Г}}^{\text{XB}}}{\pi \cdot w_0}}, \quad (6.12)$$

где $V_{\text{Г}}^{\text{XB}}$ – реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы, м³/с, который определяется по формуле:

$$V_{\text{Г}}^{\text{XB}} = V_{\text{Г}} \cdot V \cdot \frac{273 + \vartheta'_{\text{yx}}}{273}. \quad (6.13)$$

где ϑ'_{yx} – температура дымовых газов на входе в дымовую трубу, °С, $\vartheta'_{\text{yx}} = 190$ °С.

3) Найденный 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:

$$w_{\text{ф}} = \frac{4V_{\text{Г}}^{\text{XB}}}{\pi \cdot D_{\text{СТ}}^2} \quad (6.14)$$

4) Дальнейший расчет ведется методом последовательных приближений.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

Сначала определяется минимальная высота дымовой трубы $H_{\min}^{\text{доп}}$;

Затем определяется действительная высота трубы по формуле:

$$H^{\text{доп}} = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \frac{M_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \sqrt[3]{\frac{1}{V_1 \cdot \Delta T}}}, \quad (6.15)$$

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;

ΔT – разность температур дымовых газов и наружного воздуха в зимний период.

Для районов Российской Федерации севернее 50° с.ш. $A=160$.

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

Коэффициент определяется исходя из условий:

$$m = \frac{1,47}{f^{1/3}}, \text{ если } f \geq 100, \quad (6.16)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot f^{0,5} + 0,34 \cdot f^{1/3}}, \text{ если } f < 100, \quad (6.17)$$

где f – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$f = \frac{10^3 \cdot w_{\phi}^2 \cdot D_{\text{ст}}}{(H^{\text{зад}})^2 \cdot \Delta T}, \quad (6.18)$$

$$n = 1, \text{ если } v_m > 2,$$

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

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

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H^{\text{зад}}}}, \quad (6.19)$$

5) Максимальная приземная концентрация вещества определяется по формуле:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot n \cdot m}{H_{\phi}^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (6.20)$$

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		53

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

Предельно допустимые концентрации оксида азота в воздухе:

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

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

$$\Delta\vartheta = \frac{B'}{\sqrt{\frac{Q_{\phi}}{1000}}}, \quad (6.21)$$

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

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

$$\vartheta_{\text{yx}}'' = \vartheta_{\text{yx}}' - H_{\phi} \cdot \Delta\vartheta. \quad (6.22)$$

Средняя температура газов в дымовой трубе определяется по формуле

$$\vartheta_{\text{yx}}^{\text{ср}} = \frac{\vartheta_{\text{yx}}' + \vartheta_{\text{yx}}''}{2}. \quad (6.23)$$

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

1) Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на каждую тонну сжигаемого условного топлива по формуле (6.11):

$$k = \frac{2,5 \cdot 54}{20 + 60} = 1,69$$

Количество вещества, выбрасываемое в атмосферу с уходящими газами по формуле (6.10):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1,69 \cdot 0,0017 \cdot 35770 \cdot (1-0) \cdot (1-0 \cdot 0) \cdot 1 = 0,0035 \text{ г/с.}$$

2) Диаметр дымовой трубы принимается $D_{\text{ст}}=148$ мм по паспорту котла, представленному в приложении А.

Реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы по формуле (6.13):

$$V_{\Gamma}^{\text{XB}} = 10,69 \cdot 0,0017 \cdot \frac{273 + 190}{273} = 0,031 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

3) Фактическая скорость на выходе из дымовой трубы по формуле (6.14):

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot 0,031}{3,14 \cdot 0,148^2} = 1,8 \text{ м/с.}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

4) Высота дымовой трубы определяется методом последовательных приближений.

5) Задаёмся высотой трубы: $H_1^{\text{зад}}=2$ м.

Коэффициент f по формуле (6.18):

$$f = \frac{1000 \cdot 1,8^2 \cdot 0,148}{2^2 \cdot (190 - (-34))} = 0,535 < 100.$$

Коэффициент m по формуле (6.17):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,535^{0,5} + 0,34 \cdot 0,535^{1/3}} = 0,98.$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,031 \cdot (190 - (-34))}{2}} = 0,984.$$

Так как $0,5 \leq v_m \leq 2$, то $n = 0,532 \cdot 0,984^2 - 2,13 \cdot 0,984 + 3,13 = 1,6$.

Действительная высота трубы по формуле (6.15):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 1,6 \cdot \frac{0,0035}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,031 \cdot (190 - (-34))}}} = 3,4 \text{ м.}$$

6) Задаёмся высотой трубы: $H_2^{\text{зад}}=20$ м.

Коэффициент f по формуле (6.18):

$$f = \frac{1000 \cdot 1,8^2 \cdot 0,148}{20^2 \cdot (190 - (-34))} = 0,005 < 100.$$

Коэффициент m по формуле (6.17):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,005^{0,5} + 0,34 \cdot 0,005^{1/3}} = 1,36.$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,031 \cdot (190 - (-34))}{20}} = 0,5.$$

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

Действительная высота трубы по формуле (6.15):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,36 \cdot 2,2 \cdot \frac{0,0035}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,031 \cdot (190 - (-34))}}} = 4,68 \text{ м.}$$

7) Построим эти точки в координатной плоскости и найдём фактическую высоту дымовой трубы H_ϕ (рисунок 6.2).

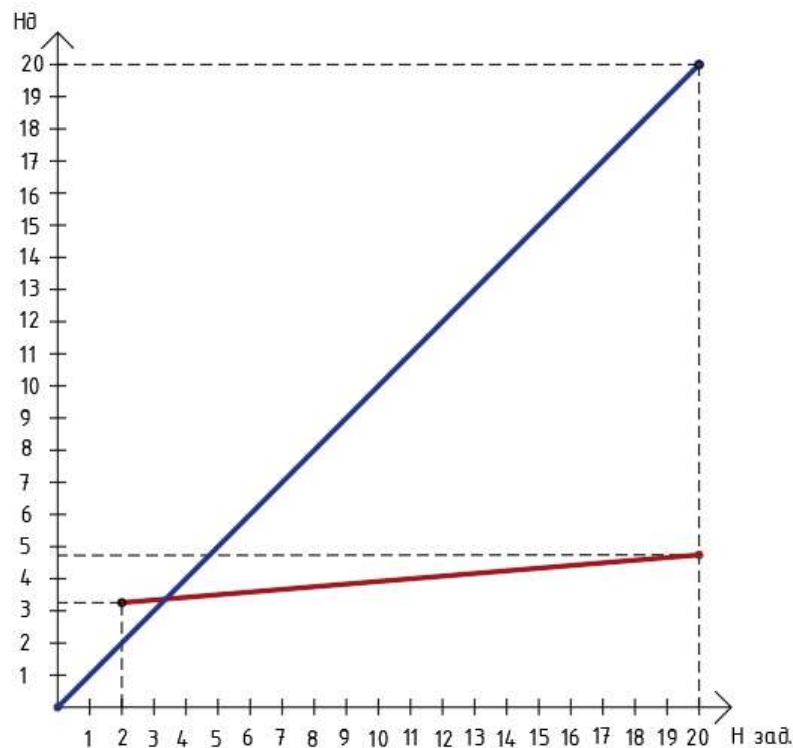


Рисунок 6.2 – Действительная высота трубы

Фактическая высота дымовой трубы $H_{\phi}=3,4$ м.

Определяются фактические коэффициенты m_{ϕ} , n_{ϕ}

Коэффициент f_{ϕ} по формуле (6.18):

$$f_{\phi} = \frac{1000 \cdot 1,8^2 \cdot 0,148}{3,4^2 \cdot (190 - (-34))} = 0,0185 < 100.$$

Коэффициент m_{ϕ} по формуле (6.17):

$$m_{\phi} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,0185^{0,5} + 0,34 \cdot 0,0185^{1/3}} = 1,3.$$

$$v_{m,\phi} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,031 \cdot (190 - (-34))}{3,4}} = 0,825.$$

Так как $0,5 \leq v_{m,\phi} \leq 2$, то $n = 0,532 \cdot 0,825^2 - 2,13 \cdot 0,825 + 3,13 = 1,812$.

Максимальная приземная концентрация вещества по формуле (6.20):

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,0035 \cdot 1 \cdot 1,812 \cdot 1,3}{3,4^2 \cdot \sqrt[3]{0,031 \cdot (190 - (-34))}} = 0,06 \text{ мг/м}^3.$$

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Охлаждение дымовых газов на каждый метр дымовой трубы по формуле (6.21):

$$\Delta\vartheta = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{190}{1000}}} = 0,78 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}.$$

Температура уходящих дымовых газов на выходе из дымовой трубы по формуле (6.22):

$$\vartheta''_{\text{yx}} = 190 - 3,4 \cdot 0,78 = 187,4^\circ\text{C}.$$

Средняя температура газов в дымовой трубе формуле (6.23):

$$\vartheta_{\text{yx}}^{\text{cp}} = \frac{190 + 187,4}{2} = 188,7^\circ\text{C}.$$

6.4.1 Организация тяги

Величина самотяги, создаваемой дымовой трубой определяется по формуле:

$$h_c = H_{\phi} \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{дг}}), \quad (7.29)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, кг/м³;

$\rho_{\text{дг}}$ – плотность дымовых газов, кг/м³.

Плотность воздуха определяется по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}^{\text{нy}} \cdot \frac{273}{273 + t_{\text{л}}}, \quad (7.30)$$

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

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

Плотность дымовых газов определяется по формуле:

$$\rho_{\text{дг}} = \rho_{\text{дг}}^{\text{нy}} \cdot \frac{273}{273 + \vartheta_{\text{yx}}^{\text{cp}}}. \quad (7.31)$$

Потери давления на трение в дымовой трубе определяется по формуле:

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мест}}, \quad (7.32)$$

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

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

Потери на трение по длине определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot l \cdot w_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2 \cdot D_{\text{ст}}}, \quad (7.33)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

Коэффициент гидравлического трения для стали равен 0,02.

Потери давления в местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{\sum \xi \cdot w_{\text{ф}}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2}, \quad (7.34)$$

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

Пример расчета самотяги, создаваемой дымовой трубой.

Плотность воздуха по формуле (7.30):

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

Плотность дымовых газов по формуле (7.31):

$$\rho_{\text{дг}} = 1,26 \cdot \frac{273}{273+188,7} = 0,745 \text{ кг/м}^3.$$

Величина самотяги по формуле: (7.29):

$$h_c = 3,4 \cdot 9,81 \cdot (1,48 - 0,8) = 22,7 \text{ Па.}$$

Потери на трение по длине по формуле (7.33):

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 3,4 \cdot 1,8^2 \cdot 0,745}{0,148 \cdot 2} = 0,55 \text{ Па.}$$

Местные сопротивления на участке представлены в таблице 7.4.

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

Потери давления в местных сопротивлениях по формуле (7.34):

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{3,5 \cdot 1,8^2 \cdot 0,745}{2} = 4,22 \text{ Па.}$$

Потери давления на трение в дымовой трубе по формуле (7.32):

$$\Delta h = 0,55 + 4,22 = 4,77 \text{ Па.}$$

$$h_c = 22,7 \text{ Па} > \Delta h = 4,77 \text{ Па,}$$

следовательно, установка дымососа не требуется.

7 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРП

7.1 Оборудование пунктов редуцирования газа

Пункт редуцирования газа предназначен для снижения давления газа, поступающего к потребителю, до необходимого значения и автоматического его поддержания постоянным независимо от колебания расхода газа и его давления до ПРГ.

Кроме того, в ГРП осуществляется очистка газа от механических примесей, контроль за входным и выходным давлениями, учет расхода газа, предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода сверх допустимых пределов.

Таким образом в состав оборудования ГРП входят:

1. регулятор давления, понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне;
2. предохранительно-запорный клапан для отключения подачи газа потребителям при недопустимом повышении или понижении давления газа после регулятора давления;
3. фильтр, для очистки газа от механических примесей и пыли;
4. предохранительно-сбросной клапан, для сброса в атмосферу части газа при незначительном повышении давления на выходе из ГРП.

Исходные данные:

$V_p = V_{\text{ГРП}} = 139,01 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчётная пропускная способность ГРП;

$P_1^{\text{изб}} = P_{\text{вх}} = 0,3222 \text{ МПа}$ – абсолютное расчётное входное давление газа, согласно гидравлическому расчёту (см.п.4.3.);

$P_2^{\text{изб}} = P_{\text{вых}} = 0,00325 \text{ МПа}$ – избыточное расчётное выходное давление газа (см.п.3.2.);

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

7.2 Подбор регуляторов давления

Подбор регуляторов давления сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск максимального количества регулируемой среды

Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления приводятся в справочной литературе и каталогах. Основные технические характеристики сведены в таблицу 7.1. Зависимость пропускной способности регулятора давления от входного давления представлена в таблице 7.2.

По расчётной пропускной способности ГРП $V_p = 139,01 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

Таким образом, к установке принят комбинированный регулятор давления РДК- 50/20Н. Устройство предназначено для понижения среднего давления газа на низкое и автоматического поддержания давления на заданном уровне независимо от изменений входного давления и расхода. Регулятор оснащен клапаном-отсекателем, обеспечивающим автоматическое отключение газа при аварийном повышении или понижении давления сверх допустимых значений. Полные технические характеристики представлены в приложении Д.

Таблица 7.1 – Технические характеристики РДК- 50/20Н

РДК-50/20Н		
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87	
Диапазон входного давления, МПа	0,025–1,2	
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,0–5,0	
D _y , диаметр присоединительного патрубка, мм:	50	
Пропускная способность при максимальном входном давлении, м ³ /ч	1000	
Диапазон настройки отключающего устройства, кПа	При повышении P _{вых}	(2,7– 7,5)·P _{вых}
	При понижении P _{вых}	(1– 4,5)·P _{вых}

Таблица 7.2 – Зависимость пропускной способности регулятора давления РДК- 50/20Н от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч
0,05	115
0,1	165
0,2	230
0,3	300
0,4	365
0,5	430
0,6	500

Если табличные данные не совпадают с расчетными, рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:

При другой плотности газа:

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

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

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

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

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

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

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

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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

ρ и ρ_T – плотность газа при нормальных условиях расчётная и табличная соответственно, кг/м^3 ;

Δp и Δp_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 обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{\max} не более 80%, а минимальная V_{\min} не менее 10 % от расчётной пропускной способности V_P при заданном входном и выходном давлениях, т.е. должно выполняться условие:

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

Если условие не выполняется, то данный регулятор давления не подходит, и выбирается регулятор следующего большего (или меньшего) диаметра, до тех пор, пока условие не будет выполнено.

Регулятор давления принимаем по расходу газа (пропускной способности).
Учитывая отношение

абсолютных давлений и фактическую плотность газа, рассчитываем действительную пропускную способность регулятора давления.

Подбор регулятора:

Абсолютное входное давление газа $p_1 = P_1^{\text{изб}} + 1 = 0,3222$ МПа;

Абсолютное выходное давление газа $p_2 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,00325 + 0,1 = 0,10325$ МПа;

Проверяется возможность установки регулятора давления РДК- 50/20Н с условным диаметром $D_y = 50$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 300$ м³/ч при входном абсолютном давлении $p_{1\text{Тизб}} = 0,3$ МПа.

Так как $\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,10325}{0,3222} = 0,32 < 0,5$ и $\rho = \rho_T = 0,73$ кг/м³, то пропускная способность определяется по формуле (7.5):

$$V = \frac{300 \cdot 0,3222}{0,4} = 242 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Проверим выполнение условия (7.6):

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

$$24,2 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 139,01 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} < 193 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Условие выполняется, значит к установке в ГРП принят регулятор давления РДК- 50/20Н с условным диаметром $D_y = 50$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 300$ м³/ч при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,4$ МПа.

7.3 Подбор фильтров

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях потока, определяемых максимально допустимым перепадом давления в фильтрующем элементе, который не должен превышать для сетчатых фильтров 5000 Па.

С регуляторами давления РДК обычно применяются газовые сетчатые фильтры. Фильтры подбирают по пропускной способности согласно данным каталогов.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

Основные технические характеристики сведены в таблицу 7.3. Зависимость пропускной способности фильтра от входного избыточного давления представлена в таблице 7.4.

По расчётной пропускной способности ГРП $V_p = 139,01 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ-50. Полные технические характеристики представлены в приложении Д.

Таблица 7.3 – Технические характеристики сетчатого фильтра ФГ-50

ФГ-50	
Условный проход, Ду, мм	50
Рабочее давление, МПа, не более	1,2
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5
Фильтрующий элемент	нержавеющая сетка с ячейкой 0,08 мм

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

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч
0,1	430
0,2	530
0,3	610
0,6	800

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 ΔP – перепад давления в регуляторе, принимаем за 5000 Па.

Подбор фильтра:

Проверяется возможность установки сетчатого фильтра ФГ-50, для которого $V_T = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном избыточном давлении $P_{1T}^{\text{изб}} = 0,3 \text{ МПа}$.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

Абсолютное входное давление равно $P_{1T}=P_{1T}^{изб}+0,1=0,4$ МПа принимаем ближайший больший по таблице 7.4 $P_{1T}=0,3$ МПа

$$V = 0,855 \cdot 610 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3222}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 528 \text{ м}^3/\text{ч} > V_P = 139,01 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие выполняется, значит, к установке принят фильтр ФГ-50, для которого $V_T = 610 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном давлении $P_1 = 0,3222$ МПа.

7.4 Выбор предохранительно-запорного клапана

Предохранительно-запорный клапан (ПЗК) срабатывает либо на повышенное, либо на пониженное давление газа.

При подборе ПЗК тип и габариты клапана определяются, учитывая тип регулятора давления.

Условный диаметр ПЗК обычно подбирается равным условному диаметру регулятора давления.

Определяется тип регулятора: РДК- 50/20Н. Этот регулятор давления имеет условный диаметр 50 мм, Следовательно, ПЗК будет иметь условный диаметр 50 мм. Таким образом, к установке принимается ПКЭН-50. Полные технические характеристики представлены в приложении Д.

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

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

$$P_{\text{ниж}}^H = 0,9 \cdot 0,00325 = 0,003 \text{ МПа}.$$

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

$$P_{\text{верх}}^H = 1,15 \cdot P_2 \quad (7.9)$$

$$P_{\text{верх}}^H = 1,15 \cdot 0,00325 = 0,0037 \text{ МПа}.$$

К установке принят ПКЭН-50 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,06$ МПа.

7.5 Выбор предохранительно-сбросного клапана

Предохранительно-сбросной клапан подбирается по пропускной способности регулятора давления. В данном проекте ранее подобран регулятор давления РДК- 50Н. Пропускная способность предохранительно-сбросного клапана (ПСК) должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64

Верхний предел давления ПСК, при котором будет произведен сброс излишков газа в атмосферу определяется по формуле:

$$P_n = 1,1 \cdot P_2 \quad (7.10)$$

$$P_n = 1,1 \cdot 0,00325 = 0,0036 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора РДК- 50/20Н, давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки 0,001 ÷ 0,005. Полные технические характеристики представлены в приложении Д.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		65

8 РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЯ УЧАСТКА ТРАССЫ

Методика расчета продольного профиля газопровода принята по [12].

Профили газопровода изображают в виде разверток по осям газопроводов в масштабе:

- по горизонтали 1:200; 1:500; 1:1000; 1:2000;
- по вертикали 1:50; 1:100.

На продольном профиле газопровода указываются:

- проектная поверхность земли (толстая сплошная линия), фактическая поверхность земли (тонкая сплошная линия);
- уровень грунтовых вод (штрихпунктирной тонкой линией);
- пересекаемые газопроводами автомобильные дороги, кюветы, железнодорожные пути, подземные и надземные сооружения (сплошной тонкой линией), влияющие на прокладку проектируемых газопроводов коммуникаций с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;
- колодцы, коверы, эстакады, отдельно стоящие опоры и другие сооружения и конструкции газопроводов в виде упрощенных контурных очертаний наружных габаритов (сплошной тонкой линией);
- данные о грунтах;
- отметки верха трубы;
- глубину траншеи от проектной и фактической поверхности земли;
- футляры на газопроводах с указанием диаметров, длин и привязок их к оси дорог, сооружениям, влияющим на прокладку проектируемых газопроводов, или к пикетам;
- буровые скважины.

Газопроводы диаметров 150 мм и менее допускается изображать одной линией.

Под продольным профилем газопровода помещают таблицу.

Отметки дна траншеи под газопровод проставляют в характерных точках, например, в местах пересечений с автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями, инженерными коммуникациями и сооружениями, влияющими на прокладку проектируемых газопроводов.

Отметки уровней указывают в метрах с двумя десятичными знаками, длины участков газопроводов – в метрах с одним десятичным знаком, а величины уклонов – в промилле.

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

Принятые масштабы продольных профилей указывают над боковиком таблицы. Допускается не составлять продольные профили участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями.

Согласно [13] внутриквартальным газопровод должен быть проложен с уклоном не менее 2 ‰ в сторону уличной магистрали.

Вводы газопроводов неосушенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопровода с изломом в профиле и установкой конденсатосборника в низшей точке.

Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, следует прокладывать с уклоном не менее 3 ‰ и установкой в низших точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцера с запорным устройством). Для данных газопроводов следует предусматривать тепловую изоляцию.

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

Оптимальная глубина заложения определяется по формуле

$$H_0 = 1,4 + d, \quad (8.1)$$

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

При проектировании профиля трассы газопровода следует стремиться к тому, чтобы глубина заложения газопровода была близка к оптимальной. В соответствии с профилем местности вся трасса разбивается на участки, имеющие свой уклон дна траншеи.

В конечных точках этих участков задается оптимальная глубина заложения газопровода.

Отметки дна траншеи в этих точках определяются по формулам

$$z_{д.тр.н} = z_{з.н} - H_0, \quad (8.2)$$

$$z_{д.тр.к} = z_{з.к} - H_0, \quad (8.3)$$

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

Уклоны дна траншеи по участкам определяются по формуле

$$j = \frac{z_{д.тр.н} - z_{д.тр.к}}{l} \cdot 1000, \quad (8.4)$$

где l – длина рассматриваемого участка, м.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

Отметка верха трубы находится по следующей формуле

$$z_{з.в.тр} = z_{д.тр.к} + d_{изол} \quad (8.5)$$

Глубина заложения газопровода в промежуточных точках определяется следующим образом:

а) отметка дна траншеи в промежуточных точках по формуле

$$z_{д.тр.(n+1)} = z_{д.тр.n} \pm \frac{i \cdot l_n - (n+1)}{1000} \quad (8.6)$$

б) глубина заложения по формуле

$$H_{n+1} = z_{з.(n+1)} - z_{д.тр.(n+1)} \quad (8.7)$$

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

Пример расчета участка трассы:

Оптимальная глубина заложения по формуле (8.1):

$$H_0 = 1,6 + 0,14 = 1,74 \text{ м.}$$

Отметка дна траншеи в начальной точке участка по формуле (8.2):

$$z_{д.тр.n} = 394,97 - 1,74 = 393,23 \text{ м.}$$

Отметка дна траншеи в конечной точке участка по формуле (8.3):

$$z_{д.тр.к} = 394,28 - 1,74 = 392,54 \text{ м.}$$

Уклон дна траншеи на участке по формуле (8.4):

$$j = \frac{393,23 - 392,54}{153} \cdot 1000 = 4,51$$

Отметка верха трубы по формуле (8.5):

$$z_{з.в.тр} = 393,23 + 0,14 = 393,37 \text{ м.}$$

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

9 АВТОМАТИЗАЦИЯ

В качестве объекта автоматизации рассматривается ГРП.

ГРП представляет собой сооружение, оснащенное технологическим помещением, содержащим в своем составе систему газопроводов, оснащенных запорной, редуцирующей и предохранительной газовой арматурой. Во вспомогательном помещении ГРП размещено электрооборудование.

Основная задача АСУ ТП: поддержание заданного давления газа в распределительных газопроводах, а также обеспечение требуемого технологического режима работы системы без участия в управлении человека.

Технологический режим характеризуется переменными величинами (давлением, температурой, расходом и т.д.), которые носят название параметров технологического процесса.

Управление гидравлическим режимом работы системы газоснабжения осуществляют с помощью регулятора давления РДК- 50/20Н Ду 50, ПКЭН-50 и ПСК-50Н/5, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа.

Автоматический контроль:

– при превышении в помещении ГРП допустимой концентрации угарного газа или метана срабатывает датчик загазованности GD100-NS (поз. 1-1) передает сигнал на щит и электромагнитный клапан перекрывает подачу газа.

– давление на входе и выходе из ГРП осуществляется датчиком давления Метран 43-DB-3141 (поз. 2-1) посредством электрического выходного сигнала. Данный датчик установлен на основной линии редуцирования;

– за степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления PS 500 (поз.4-1; 4-2);

– при превышении верхнего предела давления газа, срабатывает (ПЗК) ПКЭН-50 (поз. 5-1; 5-3), перекрывая газопровод. Если давление не снижается до допустимого, то срабатывает ПСК- 50Н/5 (поз. 5-2;5-4), сбрасывая газ в атмосферу при достижении допустимого давления;

При превышении верхнего предела давления газа на выходе из ГРП, срабатывает предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5, газ сбрасывается в атмосферу до достижения допустимого давления;

При отсутствии снижения давления до допустимого предела, срабатывает предохранительно-запорный клапан (ПЗК) ПКЭН-50, который перекрывает газопровод, тем самым прекращая подачу газа в ГРП. Если происходит понижение давления газа до ГРП, то срабатывает ПЗК и подача газа прекращается. Открытие ПЗК происходит после устранения аварийной ситуации.

В автоматизации ГРП задействовано следующее оборудование:

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

- датчик давления с электрическим выходным сигналом (поз. 4-1;4-2);
- реле давления (поз. 5-1;5-2;5-3;5-4;5-5);
- усилитель сигнала;
- блок ручного управления;
- дифференциальное реле давления;
- электромагнитный клапан с датчиком загазованности;
- регулятор давления РДК-50Н Ду 50;
- ПКЭН-50;
- ПСК- 50Н/5.

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

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были запроектированы сети газоснабжения среднего и низкого давления для микрорайона города Катав-Ивановск Катав-Ивановского района Челябинской области.

Выполнены следующие задачи:

1. определены расходы природного газа для каждого из потребителя;
2. запроектированы сеть среднего и низкого давления;
3. запроектированы сети газоснабжения индивидуального жилого дома и котельной;
4. подобрано газоиспользующие приборы для индивидуальных потребителей и административных зданий;
5. подобрано оборудование и запорная арматура для районной котельной и газорегуляторного пункта;

Результатом выпускной квалификационной работы является разработанный проект газоснабжения микрорайона, отвечающий требованиям современной нормативной литературы и обеспечивающий безопасную работу сети.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		71

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2018 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99» / Госстрой России. - М.:ГУП ЦПП, 2000. – 58 с.;
2. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.;
3. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения»/ Э.Б. Хиж, Г.М. Скольник, О.М. Бытенский, А.С. Толмасов – М.:Москва, 2003. – 79 с.;
4. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий; Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003» М.: Минрегион России, 2012. – 124 с.;
5. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» – М.: Госстрой России, 2011. 23 с.;
6. СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.0185*» М.: Минрегион России, 2012. – 65 с.;
7. СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1,2)»/ М.: Госстрой России. – М.:2011. – 97 с.;
8. ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6)»/ М.: Стандартиформ, 2007. – 8 с.;
9. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» / Госстрой России, 2008. – 172 с.
10. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия»/ М.: Стандартиформ, 2018. – 28 с.;
11. СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76» М.: Минрегион России, 2012. – 99 с.;
12. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.;
- 13.ГОСТ 21.610-85* «Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи.» / Госстрой России, 1998. – 9 с.;
- 14.ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» /М.: Госстрой России, 2011. – 23 с.;
15. Палей Е. Л. П14 Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных. — СПб.: Питер, 2014. — 144 с.;

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		72

16. Ионин А.А. Газоснабжение: Учебник для ВУЗов/ Ионин А.А. – Москва: Стройиздат, 1965. – 360 с.;
17. СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» / Госстрой России, 1994. – 114 с.;
18. ГОСТ 21.610-85 СПДС. Газоснабжение, наружные газопроводы. Рабочие чертежи (с изменением 1).;
19. СТО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ 1.2-2009 «Графическое отображение объектов газораспределительных сетей и смежных коммуникаций.» / Санкт-Петербург. ОАО «Газпромрегионгаз», 2009. – 22 с.;
20. ГОСТ 21.609-83* Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи. / Госстрой России. – М.: 1998– 13 с.;
21. Электронный сайт "Газовик"- <https://gazovik-gaz.ru>.

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

ПРИЛОЖЕНИЯ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические характеристики газоиспользующего оборудования для жилого дома и районной котельной

Таблица А.1 – Технические характеристики газового двухконтурного котла «Лемакс» Prime-V24

Наименование параметров	Prime-V 10	Prime-V 12	Prime-V 14	Prime-V 16	Prime-V 18	Prime-V 20	Prime-V 24	Prime-V 26	Prime-V 28	Prime-V 32
Автоматика безопасности	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA	845 SIGMA
Номинальная теплопроизводительность в режиме отопления, кВт	10	12	14	16	18	20	24	26	28	32
Минимальная теплопроизводительность в режиме отопления, кВт	6	6	6	6	6	9	9	11	11	11
КПД, %, до	92*	92*	92*	92,5*	92,5*	92,5*	92,5*	92,2*	92,2*	92,2*
Ориентировочная площадь отапливаемого помещения, м ²	100**	120**	140**	160**	180**	200**	240**	260**	280**	320**
Объем встроенного расширительного бака, л	6	6	6	6	6	6	6	8	8	8
Расход природного газа, м ³ /час - максимальный - средний	1,13 0,6***	1,36 0,7***	1,59 0,9***	1,81 1***	2,04 1,2***	2,27 1,3***	2,72 1,4***	2,95 1,5***	3,17 1,7***	3,63 2***
Номинальное давление природного газа, Па	1300-2000									
Номинальное давление сжиженного газа, Па	2900									
Максимальное рабочее давление теплоносителя, МПа	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****	0,3****
Минимальное рабочее давление теплоносителя, МПа	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****	0,1*****
Предварительное давление воздуха в расширительном баке, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Максимальное давление в системе ГВС, МПа	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Удельный расход горячей воды при Δt=25 С, л/мин	9,7*****	9,7*****	9,7*****	9,7*****	9,7*****	13,1*****	13,1*****	18,1*****	18,1*****	18,1*****
Минимальный расход ГВС, л/мин	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)	2 (вкл) 1,5(выкл)
Температура продуктов сгорания, С, не менее	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Параметры питающей электрической цепи, В/Гц	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50	220/50
Максимальная потребляемая электрическая мощность, Вт	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Габаритные размеры, мм - высота - ширина - глубина	770 430 268	770 430 268	770 430 268	770 430 268	770 430 268	770 430 268	770 430 268	770 430 340	770 430 340	770 430 340
Масса, кг, не более - нетто - брутто	28 31	28 31	28 31	28 31	28 31	29 32	29 32	32 35	32 35	32 35

Продолжение приложения А

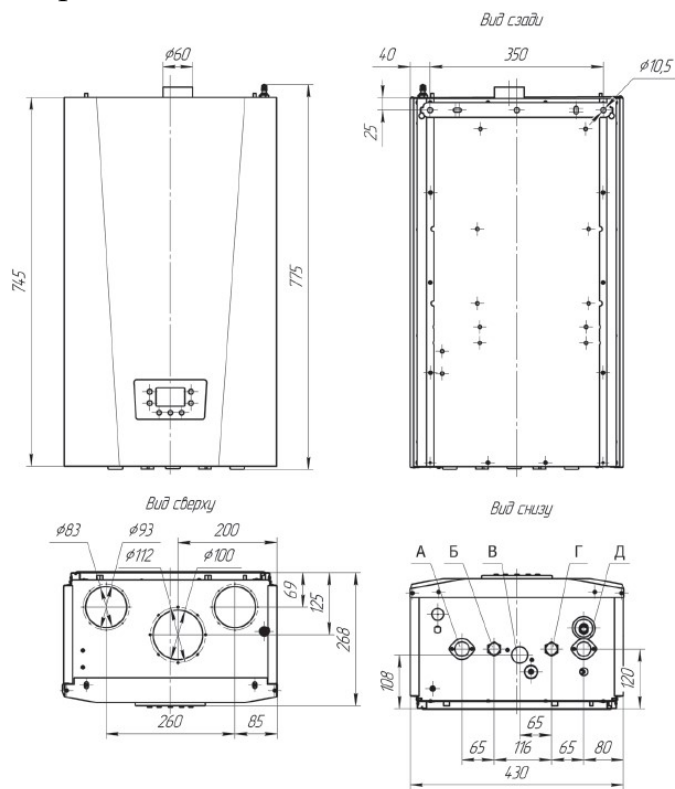


Рисунок А.1– Габаритные размеры газового двухконтурного котла «Ле-макс» Prime-V24

					08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		75

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Технические характеристики и габаритные размеры газовой плиты Gefest ПГ 6300-02 0340

- Плита предназначена для приготовления пищи в домашних условиях.
- Категория плиты - II²_{зв}
- Класс плиты - 271
- Диапазон номинальных напряжений, В - 220-230
- Номинальная частота, Гц - 50
- Класс электробезопасности - I
- Присоединительная резьба газопровода - G 1/2
- Номинальная тепловая мощность горелок - см. табл.1
- Расход газа плиты - см. табл.1
- Размеры плиты, ШхГхВ, мм для плит мод.5100, 5300, 5500 - 500x585x850 (см. рис. 1) для плит мод.6100, 6300, 6500, 6700(с ножками) - 600x600x850
- Полезный объем духовки, л - 52
- Сведения о содержании драгоценных материалов - см. табл.2
- Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 - УХЛ4

Плита в зависимости от настройки может работать на природном газе G20 с давлением (13^{+5,0}_{-8,5}) мбар ((1300⁺⁵⁰⁰) Па) или (20^{+5,0}_{-3,0}) мбар ((2000⁺⁵⁰⁰₋₃₀₀) Па), или сжиженным газе СПБТ с давлением (30±5) мбар ((3000±500) Па).

Перенастройка плиты производится заменой сопел горелок и винтов малого расхода (ВМР) кранов в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

Горелка	Природный газ (G20)								Сжиженный газ P _н =30 мбар (3000 Па)				
	N _{гор.} , кВт	N _{гор.} , кВт	P _н =13 мбар (1300 Па)		P _н =20 мбар (2000 Па)		N _{гор.} , кВт	N _{гор.} , кВт	СПБТ*				
			Сопло	ВМР	Сопло	ВМР			Сопло	ВМР			
Двухзонная горелка	6300	Sabaf MTC	3,2	1,5	153	(60)	124	(60)	3,2	1,5	95	(60)	
	6700				Gefest 6		160				138		98
Горелка быстрого действия	6100	Sabaf	3,05	0,75	144	65	126	56	2,9	0,75	92	44	
	6300				Sabaf		145				130		92
	6500	Sompress III	3,0	0,75	147A	(40)	123	(40)	3,0	0,75	92	(40)	
					Gefest 5		149				131		96
	5100	Sabaf	3,05	0,75	144	65	126	56	2,9	0,75	92	44	
					5300		Sabaf				140		112
		5500	Sompress III	2,8	0,75	143	(40)	115	(40)	2,8	0,75	88	(40)
						Gefest 5		144				126	
Горелка полубыстрого действия	Sabaf	2,0	0,5	115	49	104	44	1,9	0,5	75	33		
				Gefest 4		110				-97		-70	
	Sompress III	1,75	0,5	113	(29)	092	(29)	1,75	0,5	073	(29)		
				Gefest 5		115				104		75	
Вспомогательная горелка	Gefest 4	0,7	0,3	69	41(22)	61	40(22)	0,7	0,3	46	26(22)		
	Sabaf	1,0	0,5	-84	49	-72	44	1,0	0,5	-53	33		
	Sompress III			085		72				53			
	Gefest 5	87	77	55	(29)								
Основная горелка духовки	ГУП	Соплос	3,1	1,0	144	(41)	126	(41)	3,1	1,0	92	(41)	
	НЗГА37				(43)		(43)				(43)		
	кран	2,35	126	(40)	110	(40)	2,35	78	(40)				
Горелка гриль			1,9	-	115	-	0104	-	1,9	-	75	-	
Максимальный расход газа на плите:	6100	-ТУП (горелки Gefest 4/Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				1033/1009/1009/1019 (л/ч)				751/758/758/765 (л/ч)			
	6300	-кран (горелки Gefest 4/Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				962/938/938/947 (л/ч)				698/705/705/712 (л/ч)			
	6500	-ТУП (горелки Sabaf MTC/Gefest 6 + горелки Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				1028/1028/1038 (л/ч)				773/773/780 (л/ч)			
	5100	-ТУП (горелки Gefest 4/Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				1033/990/990/1000 (л/ч)				751/744/744/751 (л/ч)			
	5300	-кран (горелки Gefest 4/Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				962/919/919/928 (л/ч)				698/690/960/698 (л/ч)			
	5500	-кран (горелки Gefest 4/Sabaf/Sompress III/Gefest 5)				895 (л/ч)				647 (л/ч)			

*СПБТ - сжиженный газ "пропан-бутан" по ГОСТ 20448-2018, СТБ 2262-2012 (высшая теплота сгорания H_н - 98,4 МДж/кг (50,28 МДж/кг)). Мощность и расход газа указаны при температуре окружающей среды 15 °С и атмосферном давлении - 101,3 кПа (по СТБ ЕН 30-1-1-2005). В градусах «сопел» и «ВМР» указана маркировка, которая соответствует номинальному диаметру сопла в мм х 100. ВМР кранов с безопасностью горелок стола и духовки (указаны в окошках) регулируются, не требуют замены. Сменные ВМР в комплект плиты не входят. Они имеются в сервисных службах.

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Технические характеристики и габаритные размеры газового котла Navien GST-60KN

Технические параметры		GST-49KN	GST-55K ^N	GST-60KN
Назначение		Отопление (ОВ) и нагрев воды для хозяйственных нужд (ГВС)		
Топливо		Природный газ		
КПД	%	90		
Тепловая мощность	кВт	49	55	60
Отапливаемая площадь	м ²	До 490	До 550	До 600
Температура нагрева ОВ	°С	40-80		
Максимальная температура	°С	85		
Максимальное рабочее давление ОВ	бар	3.0		
Температура нагрева воды в системе ГВС	°С	40-80 (в зависимости от температуры ОВ)		
Рабочее давление ГВС	Мин.	бар		
	Макс.			
Производительность ГВС	ΔТ 25°С	28.1	31.5	34.4
	ΔТ 40°С	17.6	19.7	21.5
Расход газа (Мин./Макс.)	м ³ /час	5.3	6.1	6.5
Давление газа на входе	мбар	10 - 25		
Электрические параметры	Напряжение и частота	В/Гц		
	Потребляемая мощность	Вт		
Диаметр труб системы дымоудаления	мм	148		
Присоединительные размеры	ОВ	мм		
	ГВС	(дюйм)		
	Газ	G 1 1/2"		
Габаритные размеры (Высота×Ширина×Глубина)	мм	906 x 491 x 764		
		Вес (без воды)		
		кг		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Технические характеристики фильтра ФГП-20

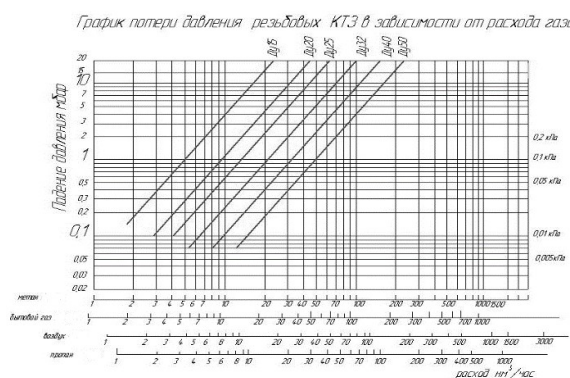
Типоразмер	Тип	Материал, раб. среда	Допустимое рабочее давление, МПа	Пропускная способность м ³ /час, Рвх, кПа		Допустимая потеря давления на фильтре, КПа при расходе м ³ /час			
				2,0	600	10	25	400	800
Ду15- G1/2	Прямоточный	Латунь, газ	0,6/1,6	10		0,1			
Ду20- G3/4									
Ду25- G1				16		0,06			
Ду32- G11/4				25			0,1		
Ду40- G11/2				40	400		0,06	2,5	
Ду50- G2					800			2,0	2,5

Таблица Б-2 – Технические характеристики газового счётчика СГУ G-2.5

Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра			
		G-1,6	G-2,5	G-4	G-6
1 Минимальный объемный расход, Q _{min}	м ³ /ч	0,016	0,025	0,040	0,060
2 Номинальный объемный расход, Q _{nom}	м ³ /ч	1,6	2,5	4	6
3 Максимальный объемный расход, Q _{max}	м ³ /ч	2,5	4,0	6,0	10,0
4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа при нормальной температуре (20 ± 1) °С при выпуске из производства и после ремонта, в диапазоне расходов: Q _{min} ≤ Q < 0,1 Q _{nom} ; 0,1 Q _{nom} ≤ Q ≤ до Q _{max}	%	± 3 ± 1,5			
5 Максимальное рабочее избыточное давление газа, P _{max}	кПа	50			
6 Потеря давления газа при Q _{nom} , не более	Па	200	200	400	600
7 Температура измеряемой среды	°С	от - 40 до + 50			
8 Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха	°С	от - 10 до + 50			
относительная влажность, не более	%	80			
атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7			
9 Порог чувствительности, не более	м ³ /ч	0,010	0,016	0,024	0,040
10 Цена деления младшего разряда индикаторного устройства	м ³	0,001			
11 Емкость индикаторного устройства	м ³	99999,999			
12 Номинальное напряжение электронного от литиевой батареи	В	3,6			
13 Ресурс работы счетчика от одной литиевой батареи, не менее	лет	10			
14 Габаритные размеры, не более:					
- длина	мм	210		210	
- ширина		110		110	
- высота		70		76	
15 Присоединительная резьба по ГОСТ 6357-81	дюйм	3/4		1	
16 Масса счетчика, не более	кг	0,6		0,8	
17 Степень защиты по ГОСТ 14254	-	IP 40			
18 Средний срок службы, не менее	лет	20			
19 Средняя наработка на отказ, не менее	ч	110000			

Таблица Б.3 – Технические характеристики термозапорного клапана КТЗ –

20



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

Лист

78

Окончание приложения Б

Таблица Б.4.1 – Технические характеристики электромагнитного клапана
КЭГ – 9720

Характеристики	Значения	Примечание
Диаметр проходного отверстия Дпр, мм	15	ИБЯЛ.685181.001
	20	ИБЯЛ.685181.001-01
	25	ИБЯЛ.685181.001-02
	32	ИБЯЛ.685181.001-21
Время закрытия, с, не более	1	
Диапазон рабочего давления, МПа	0 – 0,003	
Частота включения, 1/час	300	
Ресурс включений	1x10 ⁶	
Пропускная способность, м ³ /ч (по воздуху): для Дпр= 15 мм для Дпр= 20 мм для Дпр= 25 мм для Дпр= 32 мм	0,6 0,9 1,3 50	при Р _{рх} = 0,003 МПа и перепаде давления ΔР=0,003 МПа
Степень защиты	IP 40	
Температура окружающей среды, °С	-30 ÷ +40	
Габаритные размеры, мм, не более: LxHxB для Дпр= 15 мм для Дпр= 20 мм для Дпр= 25 мм для Дпр= 32 мм	50x125x65	масса, кг, не более 0,8
	50x135x65	0,8
	60x150x80	0,9
	65x160x95	1,0
Напряжение управления клапаном, В	40	напряжение импульсное (длительность импульса не более 1 с)

Таблица Б.4.2 – Технические характеристики электромагнитного клапана
КЭГ – 9720

Обозначение	Заданный расход рабочей среды, м ³ /ч	Р, кг/см ²	ΔР, кПа
ИБЯЛ.685181.001-01	3,6	4,0	0,005
ИБЯЛ.685181.001-10	4,9		0,006

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

08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

Лист

79

ПРИЛОЖЕНИЕ В

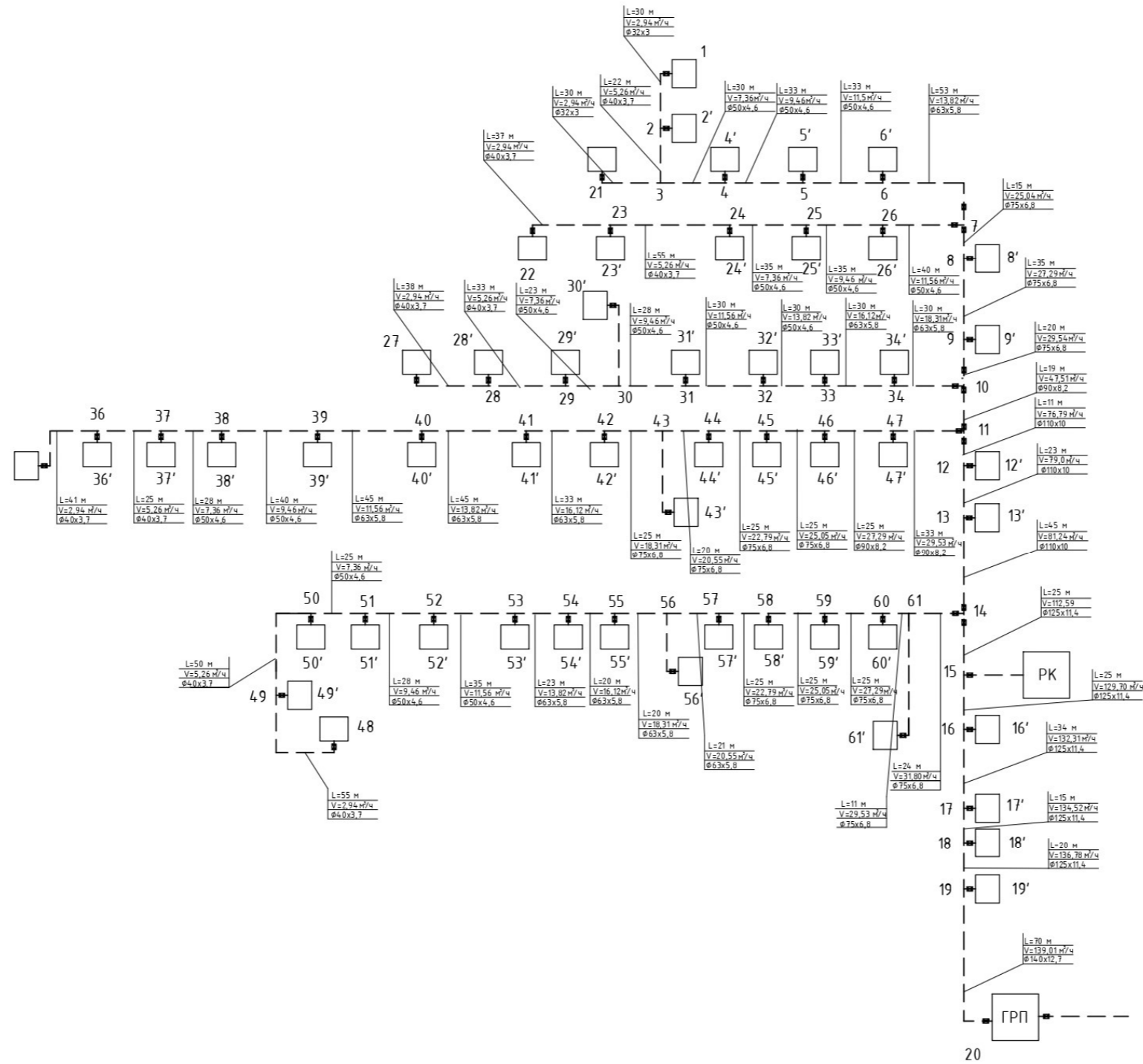


Рисунок В.1 – Расчетная схема тупиковой сети низкого давления

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Технические характеристики газового фильтра FGM Rp
Ду=40 мм

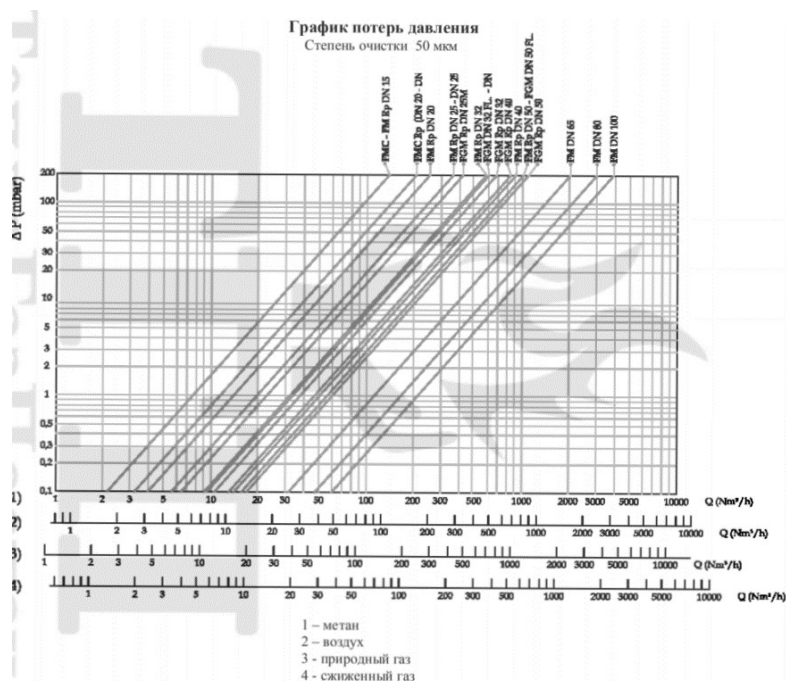


Таблица Г.2 – Технические характеристики счетчика газа РСГ G16 Ду=40
мм

Типоразмер	G10	G16	G25	G40
Q _{max} , м ³ /ч	16	25	40	65
Диапазон измерений Q _{max} /Q _{min} .	от 1:20 до 1:50	от 1:20 до 1:100	от 1:20 до 1:160	от 1:20 до 1:200
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,03	0,03	0,05	0,05
Потеря давления ΔP, Па, не более	27	67	111	268
1 имп. НЧ LF Cyble Sensor, м ³ /имп	0,01	0,01	0,01	0,01
1 имп. ВЧ л/имп*	0,0227	0,0227	0,0324	0,0324
Частота ВЧ при Q _{max} , Гц*	195	305	343	558
Циклический объем, дм ³	0,14	0,14	0,19	0,19

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д. 1 – Технические характеристики регулятора давления РДК-50Н

Рабочая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Условный проход Ду	50
Диапазон входных давлений, МПа	0,025–1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,0–5,0
Стабильность поддержания выходного давления, %, не более	±10
Давление настройки клапана-отсекателя, кПа: при повышении выходного давления при понижении выходного давления	2,5–7,5 1–4,5
Присоединение	фланцевое по ГОСТ 12820-80
Строительная длина, мм, не более	230
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	350 285 630
Масса, кг, не более	15

Пропускная способность регуляторов в зависимости от входного давления, м³/ч

P _{вх} , МПа	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2
РДК-50/20Н	115	165	230	300	365	430	500	565	650	730	815	900	1000
РДК-50/30Н	350	500	700	900	1100	1300	1500	1700	1950	2200	2450	2700	3000

Таблица Д. 2 – Технические характеристики фильтра газового ФГ-50

Параметр	Значение
Условный проход Ду, мм	50
Рабочее давление, МПа, не более	1,2
Допустимый перепад давления на фильтре, кПа	5
Масса, кг, не более	4
Средний срок службы, лет, не более	15

Габаритные размеры

Параметр	Значение
Длина L, мм	250
Ширина В, мм	130
Высота Н, мм	220

Таблица пропускной способности

Пропускная способность, м ³ /ч				
1,0 кгс/см ²	2,0 кгс/см ²	3,0 кгс/см ²	6,0 кгс/см ²	12,0 кгс/см ²
430	530	610	800	2000

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

08.03.01.2020.305-04.95 ПЗ ВКР

Лист

82

Таблица Д. 3 – Технические характеристики предохранительно-запорного клапана ПКЭН-50

	ПКЭН(В)-50
Условный проход D_y	50
Диаметр седла, мм	50
Пределы настройки контролируемого давления, МПа:	
нижний предел	
ПКЭН	0,0003–0,003
ПКЭВ	0,003–0,03
верхний предел	
ПКЭН	0,002–0,06
ПКЭВ	0,03–0,69
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Напряжение питающей сети, В	220
Частота, Гц	50

Таблица Д. 4 – Технические характеристики предохранительно-сбросного клапана ПСК- 50Н/5

	ПСК-50Н/5	ПСК-50Н/20
Изготовитель*	1	4
Максимальное рабочее давление, кПа (кгс/см ²)	5 (0,05)	20 (0,2)
Диапазон настройки срабатывания, кПа	1–5	1–20