

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

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН

Рецензент
должность

_____ И.О.Ф.
_____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

_____ Д.В. Ульрих
_____ 2020 г.

Газоснабжение поселка Снежный, Карталинского района,
Челябинской области

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»

к.т.н., доцент

_____ С.В. Панфёров
_____ 2020 г.

Руководитель проекта:

к.т.н., доцент

_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2020 г.

Автор проекта:

студент группы АСИ-425

_____ А.В. Михайлов
_____ 2020 г.

Нормоконтролер:

к.т.н., доцент

_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Михайлов. Газоснабжение поселка Снежный Карталинского района, Челябинской области - Челябинск: ЮУрГУ, АСИ; 2020; 82 с., библиогр. список - 22 наим.; 1 прил., 7 листов чертежей ф. А1 и 1 листов чертежей ф. А3

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет и спроектирована газораспределительная сеть части поселка Снежный, Карталинского района, Челябинской области.

Задачи выпускной работы:

- Определить потребление газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды, на систему отопления и горячее водоснабжение;
- Спроектировать газораспределительные сети среднего и низкого давлений;
- Выполнить гидравлический расчет сетей среднего и низкого давлений;
- Подобрать оборудование и выполнить расчет внутридомового газопровода;
- Подобрать оборудование и выполнить расчет газопровода для котельной;
- Выполнить расчет дымовой трубы для котельной;
- Подобрать газового оборудования для газорегуляторного пункта;
- Подобрать газового оборудования для газорегуляторной установки;
- Разработать схему автоматического регулирования ГРУ.

						08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Зав. каф.	Ульрих				Газоснабжение поселка	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Анисимова					ДП	3	1
Руководит.	Анисимова					ЮУрГУ Кафедра ГИСиС		
Консульт.	Анисимова							
Дипломник	Михайлов							

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	7
1.2 Характеристики проектируемого объекта	7
1.2 Характеристики газообразного топлива.....	8
2 РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ЖИЛЫМ РАЙОНОМ. ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	10
2.1 Определение расчетных часовых тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий.....	10
2.2 Определение расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.....	11
2.4 Подбор оборудования для жилого дома.....	12
2.5 Подбор оборудования для котельной.....	13
3 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА.....	17
3.1 Конструирование внутридомового газопровода.....	17
3.2 Определение расхода газа жилого дома.....	19
3.3 Гидравлический расчет внутридомового газопровода	20
4 СЕТЬ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЕ. КОНСТРУИРОВАНИЕ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	26
4.1 Конструирование сети среднего давления.....	26
4.2 Определение расхода газа для сети среднего давления	27
4.3 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	27
5 СЕТЬ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. КОНСТРУИРОВАНИЕ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	31
5.1 Конструирование сети низкого давления.....	31
5.2 Определение расхода газа для сети низкого давления	34
5.3 Гидравлический расчет сети низкого давления	37
6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ	42
6.1 Требования к газорегуляторному пункту.....	42
6.2 Подбор оборудования газорегуляторного пункта.....	43
7 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ. РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ	48
7.1 Конструирование газопровода котельной.....	48
7.2 Определение расхода газа для котельной	49

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				4

7.3 Гидравлический расчет газопровода котельной.....	50
7.4 Подбор оборудования газорегуляторной установки.....	54
7.4 Расчет дымовой трубы	56
8 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА.....	64
9 АВТОМАТИЗАЦИЯ	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	69
ПРИЛОЖЕНИЯ	70

ВВЕДЕНИЕ

Газораспределительная сеть – система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них. В газораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ) шкафные газорегуляторные пункты (ШРП), автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

Классификация газопроводов по давлению:

- газопроводы высокого давления I категории: от 1,2 МПа до 0,6 МПа;
- газопроводы высокого давления II категории: от 0,6 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводы среднего давления: от 0,005 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления: до 0,005 МПа.

Природный газ – основной вид топлива в коммунальном хозяйстве, промышленности и быту. Так же является наиболее совершенным, экологичным и экономичным видом топлива, ценным сырьём.

В данной работе необходимо разработать двухступенчатую систему распределения газа с выполнением первой ступени газопроводами среднего давления, а второй - низкого давления. От сети среднего давления запроектировать снабжение газом сосредоточенных потребителей: газорегуляторного пункта (ГРП) и котельной. Газорегуляторный пункт снабжает природным газом 38 жилых домов, котельная, в свою очередь, обеспечивает газом общественно-административные здания: администрацию, магазин и детский сад.

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.2 Характеристики проектируемого объекта

Объектом проектирования является газоснабжение жилых домов и общественно-административных зданий в поселке Снежный, Карталинского района, Челябинской области. Карталинский муниципальный район располагается в южной части Челябинской области, граничит с Агаповским, Нагайбакским, Чесменским, Варненским, Брединским и Кизильским районами. Поселок Снежный находится в юго-западном направлении в 50 км от г. Карталы, Челябинской области.

Рельеф, в основном, равнинно-увалистый, незначительно расчлененный речными долинами. Район находится в зоне Зауральского пенеплена. Его общее понижение и выравнивание происходит в восточном направлении.

Геологическое строение Карталинского района обусловлено разнообразием горных пород: осадочных (известняки, доломиты, глины), вулканических (серпентиниты, базальты), метаморфических (опалы, графит, аргиллит). Эти породы выходят на поверхность или располагаются на небольших глубинах.

Район богат полезными ископаемыми. В разные годы проводилась добыча золота и угля, хромита и графита. Кроме того, разведаны месторождения антрацита, меди, известняка, пьезокварца, горного хрусталя, жильного кварца, мрамора и гранита, декоративного камня габбро, сырья для производства высококачественного цемента.

В основании проектируемого газопровода располагается глина легкая, тугопластичной консистенции, песчанистая, светло-коричневый до буровато-серого цвета, вязкая, плотная. непросадочная, слабонабухающая, слабопучинистая.

Карталинский муниципальный район расположен в двух агроклиматических районах – IIIб и IV. Район характеризуется как теплый, засушливый. Рельеф - равнинный и возвышенно-равнинный. По природным условиям - это степная зона. На территории района преобладает континентальный климат с недостаточным увлажнением.

Поселок Снежный, в основном, застроен одноэтажными индивидуальными жилыми домами. В подключении к газоснабжению участвуют 38 потребителей, а также котельная, которая обслуживает административное здание, магазин и детский сад, рассчитанный на 90 человек.

Так как в поселке отсутствует централизованная система теплоснабжения и горячего водоснабжения, нужды потребителей на пищеприготовление, горячее водоснабжение (ГВС) и отопление будет покрывать газоснабжение индивидуальных жилых домов.

Существующий газопровод, к которому осуществляется подключение находится в северо-восточном направлении от предполагаемого месторасположения газорегуляторного пункта (ГРП) и имеет следующие характеристики:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					7

08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР

- диаметр газопровода: 225x20,5 мм;
- условное давление в газопровode: P_y 0,27 МПа.

Климатические данные принимаются для города Челябинска, согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», таблица 3.1 [1]:

$n_o = 218$ сут – продолжительность отопительного периода;

$t_o = -34$ °С – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования системы отопления (средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92);

$t_{от} = -6,5$ °С – средняя температура наружного воздуха за отопительный период;

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

1.2 Характеристики газообразного топлива

Исходные данные для определения теплоты сгорания и плотности газа принимаются согласно таблице 1.1. В данной работе принимаем Уренгойское месторождение газа.

Таблица 1.1 – Состав газа в процентах по объему

Название (формула)	Метан (CH ₄)	Этан (C ₂ H ₆)	Пропан (C ₃ H ₈)	Бутан (C ₄ H ₁₀)	Пентан (C ₅ H ₁₂)	Углекислый газ (CO ₂)	Азот (N ₂)
%	96,1	1,2	0,5	0,03	0,01	0,3	1,9
ρ , кг/м ³	0,71	1,3	2,00	2,68	3,457	1,977	1,251
$Q_{н}^p$, МДж/м ³	35,76	63,65	91,64	118,73	146,18	-	-

Низшая теплота сгорания газообразного топлива находится по формуле:

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

где r_i – содержание компонента в смеси в объемных долях;

$Q_{ни}^p$ - низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, МДж/м³, принимаем по справочнику по газоснабжению и использованию газа Стаскевич Н.Л. табл.1.2 [3]

Плотность газовой смеси определяется по следующей формуле:

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

где ρ_i - плотность компонента газовой смеси, кг/м³, принимаем по справочнику по газоснабжению и использованию газа Стаскевич Н.Л. табл.1.2 [3]

Рассчитаем низшую теплоту сгорания газообразного топлива по формуле (1.1):

$$Q_H^p = 0,01 \cdot (96,1 \cdot 35,76 + 1,2 \cdot 63,65 + 0,5 \cdot 91,64 + 0,03 \cdot 118,73 + 0,01 \cdot 146,18 + 0 + 0) = 35,6 \text{ МДж/м}^3$$

Плотность газовой смеси определяем по формуле (1.2)

$$\rho_c = 0,01 \cdot (96,1 \cdot 0,71 + 1,2 \cdot 1,3 + 0,5 \cdot 2,0 + 0,03 \cdot 2,68 + 0,01 \cdot 3,457 + 0,3 \cdot 1,977 + 2,4 \cdot 1,251) = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

2 РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА ЖИЛЫМ РАЙОНОМ. ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Определение расчетных часовых тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий

Расчетные расходы теплоты на отопление и вентиляцию жилых, общественных и административных зданий определяется по укрупненным показателям, кДж/ч:

$$Q_{\text{овmax}} = \alpha \cdot q_{\text{ов}} \cdot V (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{р}}), \quad (2.1)$$

α – поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха от температуры $t_0 = -30^\circ\text{C}$ принимаемый по таблице 2, СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» [4];

V – объем здания по наружному обмеру, м^3 ;

$q_{\text{ов}}$ – удельная характеристика здания на отопление и вентиляцию, кДж/($\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$), принимаем согласно [4], для жилых домов таблица 13, для общественно-административных зданий таблица 14;

$t_{\text{в}}$ – внутренняя температура в здании, [2] $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{н}}^{\text{р}}$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, $^\circ\text{C}$;

Сведем все необходимые величины в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Переменные для определения расчетного расхода теплоты на отопление и вентиляцию жилых и общественно-административных зданий.

Наименование здания	Поправочный коэффициент α	Объем здания, $V, \text{м}^3$	Удельная характеристика на отопление и вентиляцию, $q_{\text{ов}}, \text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$	Внутренняя температура в здании, $t_{\text{в}}, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха, $t_{\text{н}}, ^\circ\text{C}$
Жилой дом	0,98	360	1,87	21	-34
Детский сад		1550	2,1	21	
Администрация		1000	1,42	18	
Магазин		950	1,8	15	

Произведем расчет расхода теплоты на отопление и вентиляцию для жилого индивидуального жилого дома, детского сада, администрации и магазина по формуле 2.1:

$$Q_{\text{ов ж.д.}} = 0,98 \cdot 1,87 \cdot 360 \cdot (21 - (-34)) = 36285,5 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ов дет.с}} = 0,98 \cdot 2,1 \cdot 1550 \cdot (21 - (-34)) = 175444,5 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ов адм}} = 0,98 \cdot 1,42 \cdot 1000 \cdot (18 - (-34)) = 72363,2 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ов маг}} = 0,98 \cdot 1,8 \cdot 950 \cdot (15 - (-34)) = 82114,2 \text{ кДж/ч}$$

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

2.2 Определение расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

Определение тепловых нагрузок для систем горячего водоснабжения осуществляется по нормам расхода воды. Произведем расчет для здания администрации, расчеты для остальных потребителей сведем в итоговую таблицу 2.1.

Среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, кДж/ч, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ГВС.ср}} = \frac{m \cdot q_{\text{сут.ср.}} \cdot C \cdot (t_r - t_x) \cdot (1 + \beta)}{24}, \quad (2.2)$$

где m – число жителей, чел;

$q_{\text{сут.ср.}}$ – суточная норма расхода воды на одного человека, л/сутки, принимается по СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий», [5];

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

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

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

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

Максимальная нагрузка на ГВС $Q_{\text{ГВС max}}$, кВт, определяется по формуле и при отсутствии баков-аккумуляторов в системе ГВС принимается за расчетную:

$$Q_{\text{ГВС max}} = 2,4 \cdot Q_{\text{ГВС ср}} \quad (2.3)$$

Сведем необходимые для расчета величины в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Переменные для определения тепловых нагрузок для систем горячего водоснабжения.

Наименование здания	Число жителей, m , чел	Суточная норма расхода воды, $q_{\text{сут.ср.}}$, л/сут
Жилой дом	4	180
Детский сад	90	80
Администрация	33	15
Магазин	17	30

Произведем расчет тепловых нагрузок для ГВС для жилого индивидуального жилого дома, детского сада, администрации и магазина по формуле 2.2:

$$Q_{\text{ГВС ср ж.д}} = \frac{4 \cdot 180 \cdot 4,19 \cdot (60-5) \cdot (1+0,25)}{24} = 2062,5 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС ср дет.с}} = \frac{90 \cdot 80 \cdot 4,19 \cdot (60-5) \cdot (1+0,25)}{24} = 86418,8 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС ср адм}} = \frac{33 \cdot 15,4,19 \cdot (60-5) \cdot (1+0,25)}{24} = 5941,3 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС ср маг}} = \frac{17 \cdot 30 \cdot 4,19 \cdot (60-5) \cdot (1+0,25)}{24} = 6121,3 \text{ кДж/ч}$$

По формуле (2.3) определим максимальную нагрузку на ГВС для жилого индивидуального жилого дома, детского сада, администрации и магазина:

$$Q_{\text{ГВС max ж.д.}} = 2,4 \cdot 2062,5 = 4950,0 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС max дет.с}} = 2,4 \cdot 86418,8 = 207405,0 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС max адм.}} = 2,4 \cdot 5941,3 = 14259,1 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{ГВС max маг.}} = 2,4 \cdot 6121,3 = 14691,2 \text{ кДж/ч}$$

Все полученные значения сведем в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение

Наименование здания	Расход теплоты на отопление и вентиляцию $Q_{\text{ов max}}$, кДж/ч	Средний расход теплоты на ГВС, $Q_{\text{ГВС ср}}$, кДж/ч	Максимальный расход теплоты на ГВС, $Q_{\text{ГВС max}}$, кДж/ч
Жилой дом	36285,5	2062,5	4950,0
Детский сад	175444,5	86418,8	207405,0
Администрация	72363,2	5941,3	14259,1
Магазин	82114,2	6121,3	14691,2

2.4 Подбор оборудования для жилого дома

Для жилого дома выбрано следующее оборудование:

– для приготовления пищи принимается газовая плита Electrolux EKG950100W с газовой духовкой с номинальной мощностью $q_k = 10,7$ кВт. Присоединительное давление к данному оборудованию составляет 1300 Па. Диаметр присоединительного патрубка – Ду 15. Технические характеристики данного оборудования представлены на рисунке А2 приложения А.

– для нужд отопления и горячего водоснабжения подберем котел. Теплопроизводительность котла, кВт, определим по формуле:

$$Q_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{ов max}} + Q_{\text{ГВС max}}}{\eta} \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{ов max}}$ – расход теплоты на отопление и вентиляцию, кВт, для индивидуальных жилых домов, принимаем по таблице 2.3;

$Q_{\text{ГВС max}}$ – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение, кВт, для индивидуальных жилых домов, принимаем по таблице 2.3;

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

η – КПД котла.

$$Q_{\text{кот}} = \frac{10,0+1,4}{0,915} = 12,5 \text{ кВт} \quad (2.5)$$

Следовательно, к установке принимается двухконтурный газовый котел Navien DELUXE PLUS 13K 13 кВт. Присоединительное давление к данному котлу 2000 Па. Присоединительный патрубок – Ду 15. Технические характеристики данного прибора представлены на рисунке А1 приложения А.

Одноконтурные котлы имеют только один контур, за счет чего могут нагревать только теплоноситель для отопительной системы.

Двухконтурные котлы позволяют одновременно нагревать теплоноситель для системы отопления и воду для организации ГВС. Следовательно, принимаем двухконтурный котел.

Технические характеристики подобранного оборудования представлены в приложении А.

2.5 Подбор оборудования для котельной

В данной работе принимаем отдельно стоящая котельная второй категории по надежности теплоснабжения. Котельная будет обслуживать 3 общественно-административных здания:

- Здание администрации;
- Здание детского сада;
- Магазин.

Тепловые нагрузки принимаются согласно таблице 2.1.

Расчетная теплопроизводительность котельной и подбор котельного оборудования должны обеспечить надежное и бесперебойное снабжение потребителей теплом. Следуя методике Палея Е.Л. [5], вычислим сумму расчётных часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимальном режиме работы, а также значение расчетного среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Чтобы определить расчетную теплопроизводительность котельной, необходимо учесть расходы на собственные нужды котельной.

При подборе котлов, необходимо выполнить обязательные условия:

1. согласно требованиям [6], при возникновении аварийных ситуаций, например, при поломке одного из котлов, оставшиеся котлы должны обеспечивать не менее 87% расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей второй категории в течение всего ремонтно-восстановительного периода.

2. при работе котла в теплый период должна обеспечиваться минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла. Снижение теплосъема с котла ниже допустимого значения приводит к быстрому выходу котла из строя, так как снижается температура уходящих дымовых газов.

Подбор котлов:

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Суммарная потребность нагрузок на отопление и вентиляцию, кВт, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{ов}} = Q_{\text{ов адм}} + Q_{\text{ов дет.сад}} + Q_{\text{ов маг}} \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{ов}} = 20,1 + 48,7 + 22,8 = 91,6 \text{ кВт}$$

Тоже, при выходе одного котла из строя:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = Q_{\text{ов}} \cdot 0,87, \quad (2.7)$$

где 0,87 – допустимое снижение подачи теплоты, при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления $t_o = -34 \text{ }^\circ\text{C}$;

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 91,6 \cdot 0,87 = 79,7 \text{ кВт}$$

Подключенная нагрузка при максимальном расходе ГВС, кВт, по формуле

$$Q_{\text{макс общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гв.макс}} \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{макс общ}} = 91,6 + 65,7 = 157,3 \text{ кВт}$$

Подключенная нагрузка при максимальном среднечасовом расходе ГВС, кВт, по формуле

$$Q_{\text{ср.ч. общ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гв.ср}}^o \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{ср.ч. общ}} = 91,6 + 27,4 = 119,0 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери в сетях. Для предварительных расчетов принимаем значение потерь тепла 3% от теплового потока.

– для зимнего периода потери в сетях, кВт, рассчитываются по формуле

$$Q_{\text{пот}}^3 = Q_{\text{макс общ}} \cdot 0,03 \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{пот}}^3 = 157,3 \cdot 0,03 = 4,7 \text{ кВт}$$

– для летнего периода года потери в сетях, кВт, рассчитываются по формуле

$$Q_{\text{пот}}^л = Q_{\text{гв.макс}} \cdot 0,03 \cdot 0,8, \quad (2.11)$$

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

$$Q_{\text{пот}}^л = 65,7 \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 1,6 \text{ кВт}$$

Рассчитываем расходы тепла на собственные нужды котельной, кВт. К собственным нуждам котельной, как правило, относят отопление котельной. Затраты тепла на отопление принимаем равными 1,5% от максимальной подключенной нагрузки, и рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{соб.н}} = Q_{\text{макс общ}} \cdot 0,015 \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{соб.н}} = 157,3 \cdot 0,015 = 2,4 \text{ кВт}$$

В летний период, как правило, пренебрегают потерями тепла на собственные нужды котельной.

Рассчитаем суммарную мощность котельной для зимнего и летнего периодов:

для зимнего периода, кВт, по формуле

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	

$$Q_{\Sigma}^3 = Q_{\text{ср.ч.общ}} + Q_{\text{пот}}^3 + Q_{\text{соб.н}} \quad (2.13)$$

$$Q_{\Sigma}^3 = 119,0 + 4,7 + 2,4 = 126,1 \text{ кВт}$$

для летнего периода, кВт, по формуле

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = Q_{\text{гв.ср}}^{\text{о}} + Q_{\text{пот}}^{\text{л}} \quad (2.14)$$

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = 27,4 + 1,6 = 29,0 \text{ кВт}$$

Рассмотрим несколько вариантов покрытия рассчитанных нагрузок:

Вариант 1. Примем к установке двух напольных газовых котлов Leberg Eco Line FBS 50G одноконтурный, номинальной мощностью 50 кВт.

1. В случае выхода из строя одного из котлов в зимний период, необходимо обеспечивать подачу теплоты не менее 79,7 кВт, что составляет 87% от расчетной нагрузки котельной. Так как мощность одного котла меньше, чем необходимое количество теплоты, то условие не выполняется.

2. Текущая конфигурация котельной не сможет обеспечить надежную работу котла в летний период, так как процент загрузки котла в летний период составляет, кВт:

$$Q_{\text{загр}} = \frac{Q_{\Sigma}^{\text{л}}}{Q_{\text{к}}} \cdot 100 \% \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{загр}} = \frac{29,0}{50} \cdot 100 \% = 58\% > 40\%$$

Для данного типа котлов минимальная допустимая нагрузка, снимаемая с котла равна 40%. Из этого следует, что данное условие выполняется.

Так как одно из условий не выполняется, то первый вариант не удовлетворяет условиям бесперебойной и надежной работы котельной.

Вариант 2. Примем к установке трех напольных газовых котлов BAXI POWER HT 1.450 45 кВт. В случае выхода из строя одного из котлов в зимний период, оставшимися котлами необходимо обеспечивать подачу теплоты не менее 83,7 кВт, что составляет 87% от расчетной нагрузки котельной. Мощность котельной будет равна:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} = Q_{\text{к}} \cdot 2 \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} = 45,0 \cdot 2 = 90,0 \text{ кВт}$$

Исходя из расчетов следует, что первое условие $Q_{\text{ов}}^{\text{факт}} > Q_{\text{ов}}^{\text{доп}}$ выполняется.

2. Процент загрузки котла в летний период по формуле (3.10)

$$Q_{\text{загр}} = \frac{29,0}{45,0} \cdot 100 \% = 64\% > 40\%$$

Следовательно, процент загрузки котла в летний период обеспечивает надежную работу котельной.

Исходя из рассмотренных вариантов, принимаем к установке трех напольных газовых котлов BAXI POWER HT 1.450 45 кВт. Они обеспечивают надежную рабо-

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

ту котельной. Данный котел работает от низкого давления, присоединительное давление составляет 2000 Па. Диаметр подводящего газопровода Ду 20. Мощность одного котла составляет 45,0 кВт. Технические характеристики представлены на рисунке А8, приложения А.

Газовое оборудование, установленное в жилом доме и котельной сведено в таблице 2.4

Таблица 2.4– Газовое оборудование, размещенное у абонентов

Наименование здания	Наименование оборудования	Мощность кВт	Количество	
			Рабочий	Резерв
Жилой дом	Газовый двухконтурный котел Navien DELUXE PLUS 13K, 13кВт.	13,0	1	-
	Газовая плита Electrolux EKG950100W	10,7	1	-
Котельная для общественно-административных зданий	Газовый одноконтурный котел BAXI POWER HT 1.450 45 кВт	45,0	2	1

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ДОМА

3.1 Конструирование внутридомового газопровода

Подвод газопровода к жилому дому должен быть на расстоянии не менее 2,0 м от фундамента здания. Глубина подвода газопровода к потребителю составляет 1,6 м от уровня земли. К подземной горизонтальной части полиэтиленового газопровода низкого давления присоединяется неразъемное соединение «полиэтилен-сталь». При помощи данного соединения монтируется стальная часть газопровода. Согласно п. Стальную часть газопровода необходимо засыпать песком. На выходе из земли газопровод необходимо заключить в футляр. Футляр служит для защиты газопровода от механических повреждений. На вертикальном участке, на высоте не более 1,5 м от уровня земли необходимо установить изолирующий шаровой кран. Далее, газопровод выводим на высоту 2,2 м от уровня земли. Газопровод прокладывается открыто на кронштейнах, по фасаду жилого дома. Согласно [7], внутридомовые газопроводы выполняются из стальных водогазопроводных труб ГОСТ Р 3262–75* [8]. Соединения труб неразъемные, резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов.

Согласно п. 5.1.6 П 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [7], ввод газопровода в здание следует предусмотреть в помещении, где будет располагаться газовое оборудование. Следовательно, ввод газопровода в жилой дом выполним через помещение топочной. При вводе трубопровода в здание через стену, газопровод необходимо заключить в футляр. Пространство между футляром и газопроводом на всю длину футляра заделать просмоленной паклей и тщательно заделать цементным или бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. Края футляров должны находиться на одном уровне с поверхностями пересекаемых стен здания не менее чем на 5 см выше поверхности пола. Диаметр футляра определяется расчетным путем, однако кольцевой зазор между футляром и газопроводом должен быть не менее 10 мм, а для газопроводов условным диаметром до 32 мм не менее 5 мм. Внутри помещения газопровод прокладывается открыто по несгораемым стенам на расстоянии 20 см от поверхности стены, для осмотра, ремонта газопровода и установки необходимой арматуры. Крепление производится кронштейнами.

В помещении топочной принимаем к установке такое оборудование как:

- Термозапорный клапан клапан;
- Газовый сетчатый фильтр;
- Клапан электромагнитный;
- Датчик загазованности;
- Счетчик газовый;
- Шаровые краны;
- Газовый котел.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Термозапорный клапан (КТЗ) осуществляет перекрытие подачи газа при повышении температуры внутреннего воздуха (в случае пожара). Данный клапан должен располагаться в месте, доступном для человека. В данной работе принимается КТЗ 20 Ду20. Технические характеристики представлены на рисунке А6, приложения А.

Газовый сетчатый фильтр предназначен для очистки природного газа от пыли, ржавчины и других твердых частиц. В данной работе принимается ФГП-20 Ду20. Технические характеристики представлены на рисунке А5, приложения А.

Электромагнитный клапан перекрывает подачу газа в случае скачка давления. В данной работе принимается КЗЭГ 20 НД Ду20. Технические характеристики представлены на рисунке А3, приложения А.

Датчик загазованности осуществляет непрерывный контроль за содержанием опасных газов в помещении. Их устанавливают в каждом помещении, где располагается газоиспользующий прибор, на расстоянии не менее 4 м от прибора. В данной работе к установке принимается сигнализатор загазованности Кенарь GD100-CN.

Газовый счетчик – это прибор учета газа. В данной работе принимаем к установке ВК G-4. Технические характеристики представлены на рисунке А4 приложения А.

Шаровые краны служат для отключения подачи газа путем поворота ручки. Устанавливается на выходе из земли у жилого дома, а также, перед каждым газоиспользующим прибором. В данной работе принимается к установке КШИ-20 ду20. Технические характеристики представлены на рисунке А7 приложения А.

Газовый двухконтурный котел Navien DELUXE PLUS 13K, 13кВт устанавливается в помещении топочной. Согласно п. 5.12 СП СП 402.1325800.2018 «Здания жилые» [12], настенный газовый котел должен устанавливаться на стенах из негорючих материалов на расстоянии не менее 2 см от стены, в том числе боковой. А также, на высоте, удобной для эксплуатации и обслуживания данного котла.

Согласно п. 7.6 [7], транзитная прокладка газопровода низкого давления (с давлением до 0,005 кПа) допускается через жилые или производственные помещения, если прокладка будет выполнена открыто, при отсутствии на газопроводе разъемных соединений. Следовательно, прокладка газопровода на кухню осуществляется через помещение топочной, открыто при помощи кронштейнов, без разъемных соединений. Установка запорной арматуры на транзитных участках запрещена.

Согласно пункту 13.4 СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения», [9]: Для помещений встроенных котельных, работающих на газообразном топливе, следует предусматривать не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч, необходимо установить каналы для естественной и вытяжной вентиляции. Данные каналы располагаются над газоиспользующим оборудованием.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

На кухне принимаем вытяжную установку, располагающуюся над варочной поверхностью. Данная вытяжная установка устройство для очищения воздуха от дыма, продуктов сгорания, испарений и прочих нежелательных примесей, которые накапливаются в объёме кухни.

К газовому двухконтурному котлу Navien DELUXE PLUS13K 13,0 кВт подводится гибкий сильфонный металлорукав Ду 15 мм, а к газовой плите Electrolux EKG950100W – Ду 15. Объемное потребление газа и присоединительное давление для газового оборудования в жилом доме сведено в таблицу 3.1

Рисунок 3.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода.

Мощность, присоединительное давление, диаметр подводящего патрубка для газового оборудования внутридомовой сети представлено в таблице 4.1.

Таблица 3.1 – Мощность, объемное потребление газа, присоединительное давление и диаметр подводящего патрубка для газового оборудования

Наименование оборудования	Мощность, кВт	Присоединительное давление, Па	Диаметр подводящего патрубка дюйм(мм)
Газовый двухконтурный котел Navien DELUXE PLUS 13K	13,0	2000	1/2" (Ду15)
Газовая плита Electrolux EKG950100W	10,7	1300	1/2" (Ду15)

3.2 Определение расхода газа жилого дома

Расход газа для участка с газовой плитой вычисляем по следующей формуле:

$$V_{пл} = K_o^{пл} \cdot \frac{q_{пл}^{пр}}{Q_H^p} \quad (3.1)$$

где $K_o^{пл}$ – коэффициент одновременности для газовой плиты, согласно СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» таблица 5 [10];

$q_{пл}^{пр}$ – номинальная теплопроизводительность плиты, МДж, принимается согласно техническим характеристикам, представленным на рисунке А.2 приложения А;

Q_H^p – низшая теплота сгорания, МДж, принимается согласно разделу 1.2 данной работы.

Расчетный расход для газового котла определяется по формуле:

$$V_{кот} = m \cdot K_o^{кот} \cdot \frac{q_{кот}^{пр}}{Q_H^p} \quad (3.2)$$

где m – количество газовых котлов;

$K_o^{кот}$ – коэффициент одновременности для газового котла, принимается в зависимости от количества приборов, согласно таблица 5 [10].

Общий расход газа на внутридомовую сеть определяется по формуле:

$$V = K_o^{пл} \cdot \frac{q_{пл}^{пр}}{Q_H^p} + K_o^{кот} \cdot \frac{q_{кот}^{пр}}{Q_H^p} \quad (3.3)$$

Определим расход для газовой плиты по формуле (3.1):

$$V_{пл} = 1 \cdot \frac{38,52}{35,6} = 1,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим расход для газового котла по формуле (3.2):

$$V_{кот} = 1 \cdot 0,85 \cdot \frac{46,8}{35,6} = 1,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим общий расход газа на внутридомовую сеть по формуле (3.3):

$$V = 1,1 + 1,1 = 2,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для удобства расчета, полученные значения сведем в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Расчетный расход газа внутридомового газопровода

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, m	Коэффициент одно-временности, $K^{П-4}$, ($K^{кот_о}$)	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	Расчетный на участке
Основное направление 1-2-у					
1-2	П-4	1	1	1,1	1,1
2-у	котел	1	0,85	1,1	2,2

3.3 Гидравлический расчет внутридомового газопровода

Определяем потери давления по длине:

Находим фактические длины L , расчетные длины и общая расчетная длина основного направления ΣL_p . Последняя переменная определяется по формуле, м:

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right) \quad (3.4)$$

где a - процентная надбавка для учета местных сопротивлений, принимается согласно [10].

Находим средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\Sigma L_p} \quad (3.5)$$

где ΔP – располагаемый перепад давления для основного направления, внутридомового газопровода. Исходя из п. 3.25 [10], суммарные потери давления по основному направлению для внутридомовой сети не должны превышать 600 Па, следовательно, в расчетах принимаем равным 600 Па;

Используя расчетные расходы газа и предыдущие полученные значения, с помощью номограммы определяем диаметры участков и действительные удельные потери.

Гидростатическое давление для вертикальных и наклонных участков находят по формуле:

$$H_r \pm Z \cdot g \cdot (1,293 - \rho_0^r) \quad (3.6)$$

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

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

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

Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению вычисляется по формуле:

$$\Delta P_d = \sum [h_d \cdot L_p \pm (\pm H_r)] \quad (3.7)$$

Знак гидростатического напора зависит от плотности газа, то есть для природного газа принимается знак плюс. Знак перед скобкой зависит от направления движения природного газа. В случае если природный газ движется вверх, принимается знак минус, а если вниз, то плюс.

Кроме того, действительные потери давления на основном направлении не должны превышать расчетного перепада давления для внутридомового газопровода.

Определяются суммарные потери давления на участке:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_d + \Delta P_m \quad (3.8)$$

где ΔP_m – потери давления на местные сопротивления, Па;

По завершении расчета основного направления, аналогично рассчитывается ответвление от основного направления. Для проверки правильности расчета выполняется увязка действительных потерь давлений основного направления и ответвления в точки соединения. Расчет считается выполненным успешно, если неувязка составляет меньше 10%.

Пример расчета

За основное направление принимаем участок до наиболее удаленного газового прибора. Данным прибором является газовая плита. Основное направление 1-2-у.

Рассмотрим участок 1-2 (от газового котла до точки присоединения ответвления на газовую плиту). Диаметр подводки газа к газовой плите Ду 15.

Фактическая длина: $L=1,3$ м

Расчетная длина рассчитывается по формуле (3.4):

$$L_p = 1,3 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 7,15 \text{ м}$$

$$L_p = 4,1 \cdot \left(1 + \frac{290}{100}\right) = 16,0 \text{ м}$$

Определим средние удельные потери давления по формуле (3.5), для этого нам необходимо узнать расчетную длину основного направления.

$$\sum L_p = 50,1 \text{ м}$$

$$h_{\text{ср}} = \frac{600}{50,1} = 11,98 \text{ Па/м}$$

По номограмме определяем диаметр газопровода и действительные потери давления. На участке 1-2 расход газа, согласно таблице 3.2 данного раздела, $V=1,1 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

$$d=21,3 \times 2,8 \text{ (Ду15)}$$

$$h_{\text{д}}=2,4 \text{ Па/м}$$

Действительное сопротивление участков вычисляется:

$$h_{\text{д}} \cdot L_{\text{р}}=2,4 \cdot 7,15=17,16 \text{ Па}$$

$$h_{\text{д}} \cdot L_{\text{р}}=2,4 \cdot 16,0=38,38 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление для вертикальных участков определяют по формуле (3.6):

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

Гидростатическое давление на горизонтальном участке равняется 0.

Сопротивление участков определяется по формуле (3.7):

$$\Delta P_{\text{д}}=17,16+7,2+38,38=62,7 \text{ Па}$$

Так как участок 1-2 состоит только из вертикального участка, то суммарные потери давления на участке определяются по формуле (3.8).

На участке 1-2 установлено:

– Кран шаровой Ду 15, сопротивление 5 Па;

$$\Delta P_{\Sigma}=62,7+5,0=67,7 \text{ Па}$$

Рассмотрим участок 2-у.

Он состоит из вертикальных и горизонтальных участков.

Расчетная длина для горизонтального участка определяется по формуле (3.4):

$$L_{\text{р}} = 5,5 \cdot \left(1 + \frac{120}{100}\right) = 12,1 \text{ м}$$

Расчетная длина для вертикального участка от выхода из земли до подъема на отметку 2,2 м от уровня земли:

$$L_{\text{р}} = 2,2 \cdot \left(1 + \frac{400}{100}\right) = 11,0 \text{ м}$$

Расчетная длина для вертикального участка от опуска до отметки 1,5 м от уровня пола:

$$L_{\text{р}} = 0,7 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 3,85 \text{ м}$$

Расчетная длина для вертикального участка от подъема на отметку 2,2 м от уровня пола:

$$L_{\text{р}} = 0,7 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 3,85 \text{ м}$$

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

По номограмме определяем диаметр газопровода и действительные потери давления. На участке 2-у расход газа, согласно таблице 3.2 данного раздела, $V=2,2 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

$$d=26,8 \times 2,8 \text{ (Ду20)}$$

$$h_d=1,85 \text{ Па/м}$$

Действительное сопротивление участков вычисляется:

$$h_d \cdot L_p=1,85 \cdot 12,1=22,4 \text{ Па}$$

$$h_d \cdot L_p=1,85 \cdot 11,0=20,4 \text{ Па}$$

$$h_d \cdot L_p=1,85 \cdot 3,85=7,12 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление на горизонтальных участках равняется 0. Гидростатическое давление для вертикальных участков определяют по формуле (3.6):

Гидростатическое давление для вертикального участка от выхода из земли до подъема на отметку 2,2 м от уровня земли:

$$H_r=2,2 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73)=12,15 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление для вертикального участка от опускания до отметки 1,5 м от уровня пола:

$$H_r=0,7 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73)=3,7 \text{ Па}$$

Расчет гидростатического давления для вертикального участка от подъема на отметку 2,2 м от уровня пола будет равен предыдущему значению $H_r=3,7 \text{ Па}$.

Сопротивление участков определяется по формуле (3.7):

$$\Delta P_d=22,4+20,4-12,15+7,12-3,7+7,12+3,7=44,8 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке определяются по формуле (3.8):

На участке 2-У установлены:

- Электромагнитный клапан КЗЭГ 20 НД, сопротивление 25 Па;
- Счетчик газовый ВК G-4, сопротивление 160 Па;
- Фильтр газовый ФГП-Ду20, сопротивление 100 Па;
- Термозапорный клапан КТЗ Ду 20, сопротивление 100 Па;
- Кран шаровый изолирующий Ду 20, сопротивление 5 Па.

$$\Delta P_{\Sigma}=44,8+25,0+150,0+100,0+100,0+5=424,8 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке 1-2-у равны:

$$\Delta P_{\Sigma 1-2-у} = 67,7+424,8=492,5 \text{ Па}$$

Суммарные потери по основному направлению должны быть менее 600 Па.

$$600 \text{ Па} > 492,5 \text{ Па}$$

Минимальное давление присоединения газового котла составляет 2000 Па. К точке присоединения домовой сети к сети газоснабжения подают давление, которое покрывает потери давления по длине, на местные сопротивления и обеспечивающее минимальное давление присоединения приборов.

$$P_{\text{к.сети низк давл}} = 2000+492,5=2492,5 \approx 2500 \text{ Па}$$

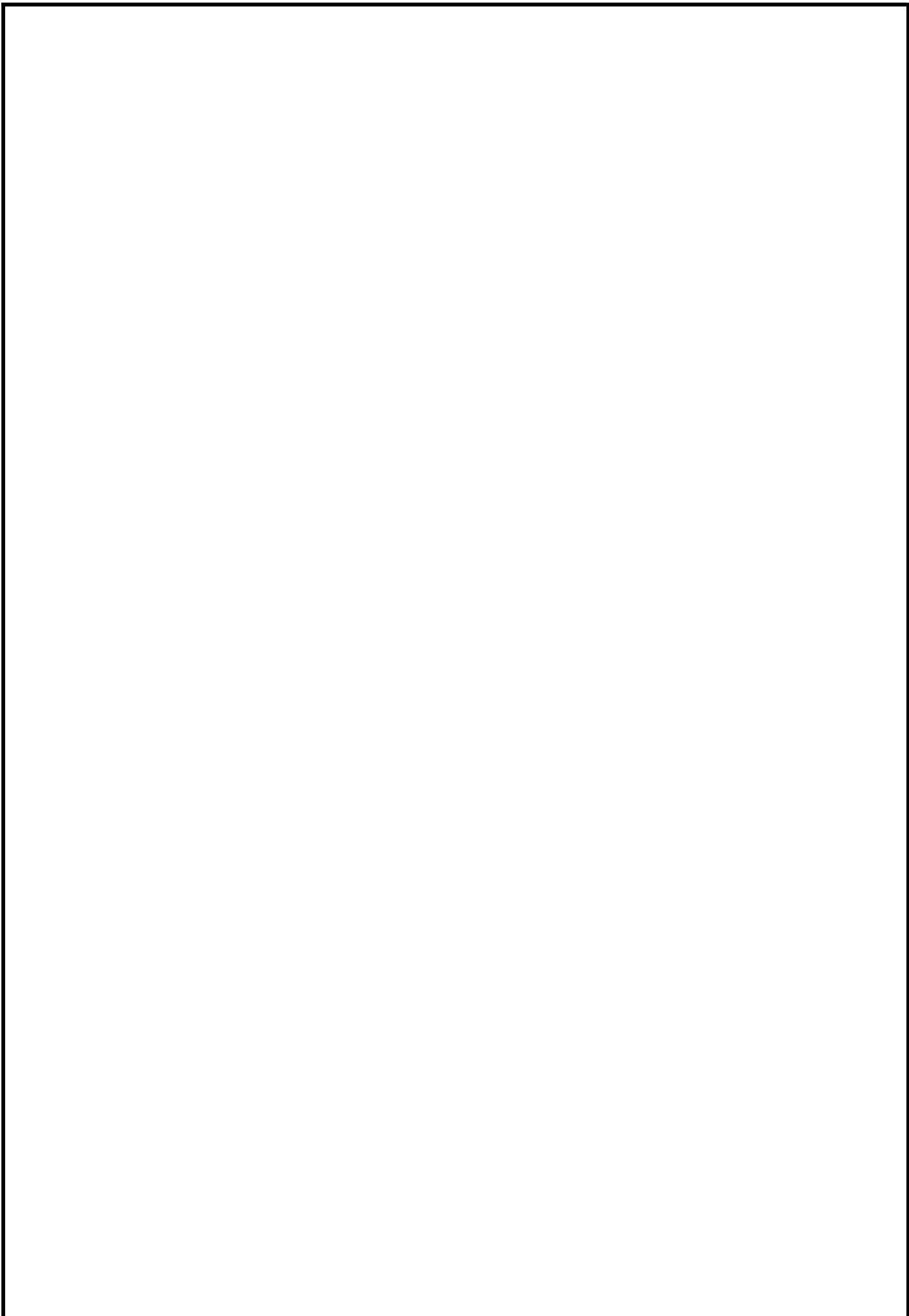
									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Гидравлический расчет для внутридомового газопровода сводится в таблицу

3.3.

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 H _г , Па	Падение давления, h _д L _р ±H _г , Па	Падение давления на участке, Па
Основное направление 1-2-У											
1-2	1,1	1,3	450	7,15	h _{ср} =600/50,1= =11,9	21,3x2,8	2,4	17,16	7,18	24,34	67,7
		4,1	290	16,0		21,3x2,8	2,4	38,38	0,0	38,38	
Элемент местного сопротивления на участке 1-2											
Кран шаровый КШ 15										5	
Окончание таблицы 3.2											
№ 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 H _г , Па	Падение давления, h _д L _р ±H _г , Па	Падение давления на участке, Па
Основное направление 1-2-У											
2-у	2,20	5,5	120	12,1	11,9	26,8x2,8	1,85	22,4	0,0	22,4	424,8
		2,2	400	11,0		26,8x2,8	1,85	20,4	12,1	8,2	
		0,7	450	3,85		26,8x2,8	1,85	7,12	3,87	11,0	
		0,7	450	3,85		26,8x2,8	1,85	7,12	3,87	3,26	
			ΣL _р	50,1							
Элемент местного сопротивления на участке 2-У											
Электромагнитный клапан КЗЭГ 20 НД Ду20										25	
Счетчик газовый ВК G-4 Ду20										150	
Фильтр газовый ФГП-20 Ду20										100	
Термозапорный клапан КТЗ 20 Ду20										100	
Кран шаровый изолирующий КШИ 20										5	
										Итого	492,5
492,5 < 600											
492,5 Па < 600 Па											
Ответвление 3-2											
3-2	1,1	1,4	450	7,2	h _{ср} =67,7/7,15= =9,5	21,3x2,8	2,2	15,8	7,18	22,9	27,9
Элемент местного сопротивления на участке 1-2											
Кран шаровый КШ 15										5	
			ΣL _р	7,2							
Невязка											
$H = \frac{67,7-27,9}{67,7} \cdot 100\% = 58,7 > 10\%$											
следовательно, необходимо установить дополнительное местное сопротивление на участок 3-2											
											Лист
											24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР						



					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

4 СЕТЬ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ. КОНСТРУИРОВАНИЕ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

4.1 Конструирование сети среднего давления

Газопровод среднего давления расположен в северо-восточном направлении поселка Снежный. Существующий газопровод среднего давления имеет следующие параметры:

- диаметр газопровода: 225x20,5 мм;
- давление в газопроводе: Р 0,3 МПа.

Врезка осуществляется при помощи Т-образного поворотного седлового отвода 225x63.

Строительство газопровода предусмотрено полиэтиленовыми трубами. Газопровод прокладывают подземно, на глубине не менее глубины промерзания грунта, для обеспечения в процессе эксплуатации температуры газопровода не ниже (-15°C). В данной работе глубину прокладки принимаем 1,6 м.

Способ прокладки газопровода принимаем открытым (траншейным). Газопровод среднего давления снабжает газом котельную и газорегуляторный пункт.

С помощью ГРП среднее давление газа снижается до низкого, затем газопровод низкого давления снабжает газом индивидуальные дома.

В котельной установлено ГРУ. ГРУ снижает давление газа до низкого давления, так как котлы, вырабатывающие тепло, работают на низком давлении. Данная котельная обслуживает здание администрации, детский сад, рассчитанный на 90 человек и помещение магазина.

Соединения полиэтиленовых труб допускается выполнять при помощи сварки встык, а так же при помощи соединительных деталей с закладными электронагревателями. В местах выхода из земли соединения полиэтиленового и стального газопроводов осуществляется при помощи перехода «полиэтилен-сталь».

Полиэтиленовые газопроводы при пересечении с автомобильными дорогами IV-V категорий, а также магистральными улицами общегородского значения прокладываются в футлярах. Концы футляра следует выводить на расстояние не менее 2 м в обе стороны от края обочины, насыпи или откоса. Концы футляра заделывают гидроизоляционным материалом. На одном конце футляра в верхней точке уклона предусматривают контрольную трубку, выходящую под ковер. Газопроводы, прокладываемые в футлярах, должны иметь минимальное количество стыковых соединений.

Отключающие устройства на наружных газопроводах размещают с учетом обеспечения возможности монтажа и демонтажа, и выводятся под ковер. При пересечении газопроводом воздушной линии электропередач отключающие устройства устанавливаются вне охранной зоны ЛЭП.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	26

Для избегания повреждения в период эксплуатации газопровода при производстве земляных работ, необходимо уложить сигнальную ленту, которая укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода. Сигнальная лента должна быть желтого цвета, шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ»

Расчетная схема сети среднего давления представлена на рисунке 5.1.

Рисунок 4.1. – Расчетная схема сети среднего давления

4.2 Определение расхода газа для сети среднего давления

Расход сети среднего давления определяется по формуле:

$$V_{\text{ср.д}} = V_{\text{низ.д}} + V_{\text{кот}} \quad (4.1)$$

где $V_{\text{низ.д}}$ – расчетный расход газа низкого давления, м³/ч, принимается по таблице 5.1, раздела 5.2 данной работы.

$V_{\text{кот}}$ – расчетный расход газа в котельной, м³/ч, принимается по таблице 7.1, раздела 7.2, данной работы.

Тогда, расчетный расход газа на сеть среднего давления определяется по формуле (4.1):

$$V_{\text{ср.д}} = 51,8 + 11,6 = 63,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

4.3 Гидравлический расчет сети среднего давления

Целью гидравлического расчета является определение диаметров газопроводов для обеспечения всех потребителей природным газом с необходимыми параметрами.

Исходными данными для гидравлического расчета являются: расход для сети среднего давления и расчетная схема сети среднего давления. Согласно исходным данным выбирается основное направление (наиболее удаленное или более нагруженное). Гидравлический расчет производится по методике [10].

Определяем расчетную длину участка, м:

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

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

Расчетные длины суммируются по основному направлению.

Определяем падение давления на участке, Па/м:

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (4.3)$$

где P_n , P_k – абсолютное давление газа в начале и конце газопровода соответственно, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ – коэффициент гидравлического трения;

l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

d – внутренний диаметр газопровода, мм;

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

Q – расход газа, м³/ч.

Расчетный внутренний диаметр газопровода определяется по формуле, см:

$$d_p = \sqrt[m']{\frac{A \cdot B \cdot \rho \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (4.4)$$

где A, B, m, m' - коэффициенты, определяемые по таблицам 6 и 7 [4] в зависимости от категории сети (по давлению) и материалу газопровода;

Для сети среднего давления и полиэтиленовых труб, коэффициенты равны:

Коэффициент A определяется по формуле:

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

где $P_0=0,101325$ МПа;

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

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

Коэффициент $B=0,0446$;

Коэффициент $m=1,75$;

Коэффициент $m'=4,75$.

По полученному расчетному внутреннему диаметру принимаем стандартный диаметр трубопровода согласно каталогу группы компаний Полипластик «Системы газораспределения» [11].

Согласно пункту 3.40 [10], внутренний диаметр трубопровода принимается ближайший меньший для полиэтиленовых газопроводов.

Удельные потери давления по основному направлению, вычисляется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{\sum L_p}, \quad (4.7)$$

где P_H, P_K – начальное и конечное давление на участках, МПа;

Определяем число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d \cdot \nu} \quad (4.8)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, $14,3 \cdot 10^{-6}$ м²/с;

A так же зависит от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$Re \left(\frac{n}{d} \right) < 23,$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, для полиэтиленовых принимаем равной 0,0007 см.

В зависимости от значения Re , коэффициент гидравлического трения λ определяется следующим образом:

если $Re < 2000$, по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.9)$$

если $2000 < Re < 4000$, по формуле:

$$\lambda = 0,0025(Re)^{0,333}, \quad (4.10)$$

если $4000 < Re < 10000$, по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re)^{0,25}} \quad (4.11)$$

если $Re > 10000$, по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2}, \quad (4.12)$$

Определяем абсолютное давление газа в конце участка, P_k , МПа:

$$P_k = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l} \quad (4.13)$$

Пример расчета

За основное направление принимается направление от точки врезки до ГРП, так как оно является наиболее удаленным, а так же самым нагруженным направлением. Начальное давление на участке $P_H=0,3$ МПа, так как нижней границей рабочего давления для сети среднего давления, согласно таблице 1, [7], является 0,005 кПа, конечное давление на участке принимаем $P_k=0,005$ кПа. Переведем начальное и конечное давления в абсолютные величины.

$$P_H = 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ МПа}$$

$$P_k = 0,005 + 0,1 = 0,105 \text{ МПа}$$

Рассмотрим участок 1-2:

Давление на участке 1-2 $P_H=0,4$ МПа, Расход на участке 1-2, согласно таблице 4.1 данной работы, $V=63,4$ м³/ч.

По формуле (4.2) определим расчетную длину участка:

$$L_p = 1,1 \cdot 220,0 = 242,0 \text{ м}$$

По формуле (4.7) определим удельные потери давления:

$$\Delta P_{уд} = \frac{0,4^2 - 0,105^2}{242,0} = 0,00031 \text{ МПа}^2/\text{м}$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

По формулам (4.5-4.6) определим коэффициент А.

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

$$A = \frac{0,101325}{(0,281 \cdot 162 \cdot 3,14^2)} = 0,00023$$

По формуле (4.4) определим расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{0,00023 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 63,4^{1,75}}{0,00031}} = 2,09 \text{ см}$$

Согласно сортаменту полиэтиленовых труб, ближайший диаметр трубопровода 32x3,0 SDR 11.

Определим число Рейнольдса по формуле (4.8)

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{63,4}{2,11 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 60364$$

Так как $Re = 60364$, следовательно, $4000 < 60364 < 10000$, коэффициент гидравлического трения определяется по формуле (4.11):

$$\lambda = \frac{0,3164}{(60364)^{0,25}} = 0,02$$

По формуле (4.13) определим давление в конце участка:

$$P_k = \sqrt{0,4^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,02 \cdot \frac{63,4^2}{2,6^5} \cdot 0,73 \cdot 242,0} = 0,38 \text{ МПа}$$

Рассмотрим участок 2-ГРП.

Начальное давление на участке 2-ГРП $P_n = 0,38$ МПа, Расход на участке 2-ГРП, согласно таблице 4.1, $V = 51,8$ м³/ч.

Расчет выполняется аналогично предыдущему:

$$L_p = 1,1 \cdot 210,0 = 231,0 \text{ м}$$

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{0,00023 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 51,8^{1,75}}{0,00031}} = 1,94 \text{ см}$$

Согласно сортаменту полиэтиленовых труб, ближайший диаметр трубопровода 32x3,0 SDR 11.

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{51,8}{2,6 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 49316$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{(49316)^{0,25}} = 0,021$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

$$P_k = \sqrt{0,38^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,013 \cdot \frac{51,8^2}{2,6^5} \cdot 0,73 \cdot 231,0} = 0,37 \text{ МПа}$$

Последующий расчет сведен в таблицу 4.2.

Расчетная схема сети среднего давления представлена на рисунке 4.2.

Таблица 4.2 – Гидравлический расчет сети среднего давления

№ участка	Длина участка, м		$\Delta P_{уд}$, Па/м	Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	d_p , см	$d_{вн}$, см	Re	$Re \left(\frac{n}{d} \right)$	λ	P_n , МПа	P_k , МПа
	по плану, L	расчётная, L _p									
Основное направление: 1-2-ГРП											
1-2	220,0	242,0	0,00031	63,4	2,1	2,6	60364	16,7	0,02	0,4	0,38
2-ГРП	210,0	231,0		51,8	1,94	2,6	49316	13,2	0,021	0,38	0,37
	ΣL_p	473,0									
0,37 > 0,105 МПа											
Ответвление 2-3											
2-3	50,0	65,0	0,0022	11,3	0,64	2,6	12854	0,34	0,03	0,38	0,37
0,37 > 0,105 МПа											

5 СЕТЬ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. КОНСТРУИРОВАНИЕ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

5.1 Конструирование сети низкого давления

Индивидуальные жилые дома снабжаются газом низкого давления. Снижение давления со среднего до низкого давления осуществляется с помощью ГРП. В данной работе разработана тупиковая газораспределительная схема. За основное направление принято ГРП-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1, так как является наиболее нагруженным, а так же наиболее удаленным.

Выбор трассы газопроводов производится из условий обеспечения экономического строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом перспективного развития поселений, предприятий и других объектов, а также прогнозируемого изменения природных условий. Прокладка газопровода предусмотрена полиэтиленовым газопроводом по ряду причин:

- Высокий срок эксплуатации;
- Удобство транспортировки и монтажа;
- Меньший срок строительства и т.д.

Выбор трассы газопроводов производится из условий обеспечения экономического строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом перспективного развития поселений, предприятий и других объектов, а также прогнозируемого изменения природных условий.

Газопровод прокладывается открытым способом в траншее. Способ разработки грунта принимаем механизированный, а в местах пересечения с подземными или надземными коммуникациями, принимаем вручную. Также, необходимо устроить песчаное основание 0,1 м под газопроводом и песчаную присыпку толщиной 0,2 м над верхней образующей газопровода.

На сети низкого давления установлены отключающие устройства через каждые 300-400 метров.

При пересечении с подземными коммуникациями и с автомобильными дорогами во избежание повреждения газопровода, газопровод укладывается в футляр. Концы футляра рекомендуется выводить на расстояние не менее 2,0 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений и коммуникаций, и заделывать гидроизоляционным материалом. На одном конце футляра в верхней точке уклона рекомендуется предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

Повороты газопровода в вертикальных и горизонтальных плоскостях могут выполняться при помощи отводов или упругим изгибом. Радиус упругого изгиба, согласно [10] должен быть не менее 25 наружных диаметров трубы.

Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, установки арматуры, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200-500 м) устанавливаются опознавательные знаки.

По окончании монтажа необходимо выполнить продувку газопровода, а также испытать давлением.

Полиэтиленовые газопроводы низкого давления до 0,005 МПа испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов, а подземные стальные газопроводы давлением до 0,1 МПа, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов.

После монтажа и испытаний стальной надземный газопровод окрашивают желтой краской или эмалью по двум слоям грунтовки.

При завершении строительного-монтажных работ производят обязательное восстановление нарушенного благоустройства. Расчетная схема сети низкого давления представлена на рисунке 5.1.

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

Рисунок 5.1– Схема сети низкого давления

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

5.2 Определение расхода газа для сети низкого давления

ГРП снабжает газом низкого давления 38 индивидуальных жилых домов. Расчетный расход для сети низкого давления определяется по следующим формулам:

– на участке с одной или несколькими газовыми плитами расход определяется по формуле (3.1)

– на участке с котельным агрегатом определяется по формуле (3.2).

– для участков, где расположено несколько однотипных газоиспользующих приборов:

$$V = K_o^п \cdot m \cdot \frac{q_{пр}^p}{Q_H^p} + K_o^к \cdot m \cdot \frac{q_{пр}^k}{Q_H^k} \quad (5.1)$$

Пример расчета.

Рассмотрим основное направление низкого давления ГРП-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1. Расход на участке 1-2 принимаем согласно таблице 3.2 данной работы.

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

На участке 2-3 расположено 2 газовые четырехконфорочные плиты и 2 газовых котла, расход на участке 2-3, определяется по формуле (5.1):

$$V_{2-3} = 0,65 \cdot 2 \cdot \frac{38,52}{35,6} + 0,85 \cdot 2 \cdot \frac{45,36}{35,6} = 3,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

На участке 3-4 расположено 3 газовые четырехконфорочные плиты и 3 газовых котла, следовательно, расход на участке 3-4 определяется по формуле (5.1):

$$V_{3-4} = 0,45 \cdot 2 \cdot \frac{38,52}{35,6} + 0,85 \cdot 2 \cdot \frac{45,36}{35,6} = 4,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчет расходов газа для остальных участков аналогичен и сведен в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчетные расходы газа сети низкого давления

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, m	Коэффициент одновременности, $K_o^{п-4}$, ($K_o^{кот}$)	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	Расчетный на участке
Основное направление грп-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1					
1-2	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,1	
2-3	П-4	2	0,65	1,4	3,6
	котел	2	0,85	2,23	
3-4	П-4	3	0,45	1,5	4,8
	котел	3	0,85	3,35	
4-5	П-4	4	0,35	1,5	6,0
	котел	4	0,85	4,47	
5-6	П-4	6	0,28	1,8	8,5
	котел	6	0,85	6,70	
6-7	П-4	7	0,28	2,1	9,9
	котел	7	0,85	7,82	

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

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, м	Коэффициент од- новременности, $K^{П-4}_о, (K^{кот}_о)$	Расход газа, м ³ /ч	
				по прибо- рам	Расчетный на участке
Основное направление грп-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1					
7-8	П-4	8	0,265	2,3	11,2
	котел	8	0,85	8,94	
8-9	П-4	12	0,248	3,2	16,6
	котел	12	0,85	13,41	
9-10	П-4	13	0,246	3,5	18,0
	котел	13	0,85	14,53	
10-11	П-4	14	0,243	3,7	19,3
	котел	14	0,85	15,64	
11-12	П-4	15	0,24	3,9	20,7
	котел	15	0,85	16,76	
12-13	П-4	16	0,239	4,1	22,0
	котел	16	0,85	17,88	
13-14	П-4	17	0,238	4,4	23,4
	котел	17	0,85	19,00	
14-15	П-4	18	0,237	4,6	24,7
	котел	18	0,85	20,11	
15-16	П-4	19	0,236	4,9	26,1
	котел	19	0,85	21,23	
16-17	П-4	20	0,235	5,1	27,4
	котел	20	0,85	22,35	
17-18	П-4	25	0,233	6,3	34,2
	котел	25	0,85	27,94	
18-19	П-4	37	0,228	9,1	50,5
	котел	37	0,85	41,34	
19-грп	П-4	38	0,227	9,3	51,8
	котел	38	0,85	42,46	
Ответвление 17-24-23-22-21-20					
20-21	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,12	
21-22	П-4	2	0,65	1,4	3,6
	котел	2	0,85	2,23	
22-23	П-4	3	0,45	1,5	4,8
	котел	3	0,85	3,35	
23-24	П-4	4	0,35	1,5	6,0
	котел	4	0,85	4,47	
24-17	П-4	5	0,29	1,6	7,2
	котел	5	0,85	5,59	
Ответвление 18-33-32-31-30-29-28-27-26-25					
25-26	П-4	1	1	1,1	2,3
	котел	1	0,85	1,20	
26-27	П-4	2	0,65	1,4	3,5
	котел	2	0,85	2,11	

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

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, м	Коэффициент од- новременности, $K^{П-4}_о, (K^{кот}_о)$	Расход газа, м ³ /ч	
				по прибо- рам	Расчетный на участке
Ответвление 18-33-32-31-30-29-28-27-26-25					
27-28	П-4	3	0,45	1,5	4,6
	котел	3	0,85	3,16	
28-29	П-4	5	0,29	1,6	6,8
	котел	5	0,85	5,27	
29-30	П-4	6	0,28	1,8	8,1
	котел	6	0,85	6,32	
30-31	П-4	7	0,29	1,9	8,2
	котел	7	0,85	6,32	
31-32	П-4	8	0,265	2,0	9,4
	котел	8	0,85	7,38	
32-33	П-4	9	0,258	2,2	10,7
	котел	9	0,85	8,43	
33-18	П-4	12	0,248	2,4	11,9
	котел	12	0,85	9,48	
Ответвление 8-37-36-35-34					
34-35	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,12	
35-36	П-4	2	0,65	1,4	3,5
	котел	2	0,85	2,11	
36-37	П-4	3	0,45	1,5	4,6
	котел	3	0,85	3,16	
37-8	П-4	4	0,35	1,5	5,7
	котел	4	0,85	4,22	
Ответвление 8-37-36-35-3					
40-41	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,12	
41-42	П-4	2	0,65	1,4	3,5
	котел	2	0,85	2,11	
42-33	П-4	3	0,45	1,5	4,6
	котел	3	0,85	3,16	
Ответвление 8-37-36-35-3					
38-39	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,12	
39-28	П-4	2	0,65	1,4	3,5
	котел	2	0,85	2,11	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, м	Коэффициент одновременности, $K^{П-4}_о, (K^{кот}_о)$	Расход газа, м ³ /ч	
				по приборам	Расчетный на участке
Ответвление 5-44-43					
43-44	П-4	1	1	1,1	2,2
	котел	1	0,85	1,12	
44-5	П-4	2	0,65	1,4	3,5
	котел	2	0,85	2,11	

5.3 Гидравлический расчет сети низкого давления

Выбираем основное направление, принимаем ГРП-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1, так как является наиболее нагруженным, а также наиболее удаленным. Расчетные расходы газа на сеть низкого давления принимаются равными согласно таблице 6.1 данной работы.

Согласно пункту 3.25, [10] потери в распределительных газопроводах низкого давления должны быть не более 1200 Па. Принимаем 1200 Па. Согласно гидравлическому расчету внутридомового газопровода в разделе 4.3 данной работы, давление, которое необходимо подать к индивидуальному жилому дому, составляет 2500 Па, то оно будет являться конечным давлением сети низкого давления. Следовательно, выходное давление (начальное давление) из ГРП принимается:

$$2500+1200=3700 \text{ Па}$$

Гидравлический расчет сети низкого давления выполняется аналогично гидравлическому расчету сети среднего давления.

Падение давления для сети низкого давления определяется по формуле:

$$P_n - P_k = 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (5.2)$$

По формуле (4.2) определяется расчетная длина участка.

Удельные потери давления на участке, Па/м, определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_n - P_k}{\sum L_p} \quad (5.3)$$

Расчетный диаметр внутренний диаметр определяется по формуле (4.4).

Для сети среднего давления и полиэтиленовых труб, коэффициенты равны:

Коэффициент А=626;

Коэффициент В=0,0446;

Коэффициент m=1,75;

Коэффициент m'=4,75.

По полученному расчетному внутреннему диаметру принимаем стандартный диаметр трубопровода согласно [11].

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

По формуле (4.8) определяем число Рейнольдса, Re.

Затем в зависимости от числа Рейнольдса, по формулам (4.9-4.12) определим коэффициент гидравлического трения, λ .

Исходя из формулы (5.1), конечное давление определяется по формуле:

$$P_k = P_n - 626,1 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (5.4)$$

Пример расчета

Рассмотрим участок ГРП -19:

Согласно таблице 4.2, раздела 4.2, расход на участке ГРП-19 $V=51,8 \text{ м}^3/\text{ч}$, согласно таблице 5.1, данной работы. Начальное давление $P_n=3700 \text{ Па}$.

По формуле (4.2) определим расчетную длину участка:

$$L_p = 1,1 \cdot 36,0 = 36,9 \text{ м}$$

По формуле (5.3) определим удельные потери давления по основному направлению:

$$\Delta P_{\text{уд}} = \frac{3700-2500}{806,3} = 1,5 \text{ Па/м}$$

По формуле (4.4) определим расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 51,8^{1,75}}{1,5}} = 7,42 \text{ см}$$

Согласно сортаменту полиэтиленовых труб [11], ближайший диаметр трубопровода 90x8,2 SDR 11.

Определим число Рейнольдса по формуле (4.8)

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{51,8}{7,36 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 17421$$

Так как число $Re=17421$, следовательно, $4000 < 17421 < 10000$, коэффициент гидравлического трения определяется по формуле (4.11):

$$\lambda = \frac{0,3164}{(17421)^{0,25}} = 0,028$$

Определим давление в конце участка по формуле (5.4):

$$P_k = 3700 - 626,1 \cdot 0,028 \cdot \frac{51,8^2}{7,36^5} \cdot 0,73 \cdot 36,9 = 3638 \text{ Па}$$

Рассмотрим участок 19-18.

Расход на участке 19-18 $V=50,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, согласно таблице 5.1 данной работы, начальное давление $P_n=3638 \text{ Па}$.

Расчет выполняется аналогично предыдущему, по формуле (4.2):

$$L_p = 1,1 \cdot 23,0 = 25,3 \text{ м}$$

По формуле (4.3) определим расчетный внутренний диаметр:

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 50,5^{1,75}}{1,5}} = 7,36 \text{ см}$$

Согласно сортаменту полиэтиленовых труб [11], ближайший диаметр трубопровода 90x8,2 SDR 11.

Определим число Рейнольдса по формуле (4.7):

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{50,5}{7,36 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 16976$$

Так как число $Re = 16976$, следовательно, $4000 < 16976 < 10000$, коэффициент гидравлического трения определяется по формуле (4.10):

$$\lambda = \frac{0,3164}{(16976)^{0,25}} = 0,028$$

Определим давление в конце участка по формуле (5.3):

$$P_k = 3638 - 626,1 \cdot 0,014 \cdot \frac{50,5^2}{7,36^5} \cdot 0,73 \cdot 25,3 = 3600 \text{ Па}$$

Дальнейший расчет аналогичен и сведен в таблицу 5.2.

Расчетная схема сети низкого давления представлена на рисунке 5.2.

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр d _p , мм	Диаметр d _в , мм	Re	λ	Давление в начале участка P _н , Па	Давление в конце участка P _к , Па
	По плану L, м	Расчетная L _p , м							
Основное направление ГРП-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1									
$h_{\text{ср ГРП-19-18-17-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1}} = \frac{3700-2500}{800,3} = 1,5 \text{ Па/м}$									
ГРП-19	36,0	39,6	51,8	74,15	73,6	17421	0,028	3700	3638
19-18	23,0	25,3	50,5	73,45	73,6	16976	0,028	3638	3600
18-17	145	159,5	34,2	63,67	61,4	13804	0,029	3600	3314
17-16	8,5	9,35	27,4	58,67	61,4	11061	0,031	3314	3303
16-15	3,5	3,85	26,1	57,59	51,4	12562	0,030	3303	3293
15-14	32,0	35,2	24,7	56,47	51,4	11910	0,030	3293	3210
14-13	16,0	17,6	23,4	55,31	51,4	11257	0,031	3210	3172
13-12	20,0	22,0	22,0	54,11	51,4	10603	0,031	3172	3130
12-11	17,5	19,25	20,7	52,85	51,4	9949	0,032	3130	3097
11-10	72,5	79,75	19,3	51,57	51,4	9307	0,032	3097	2975
10-9	67,5	74,25	18,0	50,22	51,4	8663	0,033	2975	2874
9-8	7,0	7,7	16,6	48,79	40,8	7956	0,032	2874	2847
8-7	7,0	7,7	11,2	42,23	40,8	6816	0,035	2847	2833
7-6	43,5	47,85	9,9	40,37	40,8	6033	0,036	2833	2765
6-5	30,0	33,0	8,5	38,14	40,8	5171	0,037	2765	2729

Продолжение таблицы 5.2

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр др, мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка Pн, Па	Давление в конце участка Pк, Па	
	По плану L, м	Расчетная Lр, м								
5-4	93,0	102,3	6,0	33,48	40,8	3631	0,038	2729	2672	
4-3	13,5	14,85	4,8	30,90	32,6	3655	0,038	2672	2655	
3-2	56,0	61,6	3,6	27,88	26,0	3467	0,038	2655	2537	
2-1	36,0	39,6	2,2	23,16	26,0	2094	0,032	2537	2513	
	ΣLр	800,3						2513>2500		
Ответвление 17-24-23-22-21-20										
$h_{cp\ 17-24-23-22-21-20} = \frac{3314-2500}{306,9} = 2,65 \text{ Па/м}$										
17-24	109,0	119,9	7,2	31,73	32,0	5584	0,037	3314	3008	
24-23	3,0	3,3	6,0	29,70	26,0	4988	0,038	3008	2991	
23-22	41,5	45,65	4,8	27,41	26,0	4347	0,039	2991	2833	
22-21	31,0	34,1	3,6	24,73	26,0	3644	0,038	2833	2766	
21-20	94,5	103,95	2,2	20,54	26,0	2651	0,035	2766	2699	
	ΣLр	306,9								
$H = \frac{2699-2500}{2699} \cdot 100\% = 7,37\% < 10\%$										
Ответвление 8-37-36-35-34										
$h_{cp\ 8-37-36-35-34} = \frac{2847-2500}{229,4} = 1,51 \text{ Па/м}$										
8-37	23,0	113,9	6,0	33,44	32,0	4630	0,038	2847	2616	
37-36	60,0	24,2	4,8	30,86	32,0	3723	0,039	2616	2587	
36-35	22,0	66,0	3,6	27,84	32,0	2817	0,043	2587	2535	
35-34	103,5	25,3	2,2	23,12	26,0	2094	0,047	2535	2513	
	ΣLр	229,4								
$H = \frac{2513-2500}{2513} \cdot 100\% = 0,51\% < 10\%$										
Ответвление 33-42-41-40										
$h_{cp\ 33-42-41-40} = \frac{3563-2500}{91,9} = 11,57 \text{ Па/м}$										
33-42	31,0	34,1	4,8	20,10	26,0	4583	0,038	3563	3437	
42-41	29,5	32,45	3,6	18,14	26,0	3467	0,041	3437	3369	
41-40	23,0	25,3	2,2	15,06	26,0	2094	0,047	3369	3347	
	ΣLр	91,9								
$H = \frac{3347-2500}{3347} \cdot 100\% = 25,3\% > 10\%$										
Так как невязка больше 10 %, то необходимо установить дополнительное местное сопротивление на участке 41-40										
									Лист	
08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР									40	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Окончание таблицы 6.1

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр др, мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка Pн, Па	Давление в конце участка Pк, Па	
	По плану L, м	Расчетная Lр, м								
Ответвление 5-44-43										
$h_{cp\ 5-44-43} = \frac{2729-2500}{96,8} = 2,36 \text{ Па/м}$										
5-44	34,5	37,95	3,6	25,35	26,0	3467	0,038	2729	2656	
44-43	53,5	58,85	2,2	21,05	26,0	2094	0,032	2656	2621	
	ΣLр	96,8								
$H = \frac{2621-2500}{2621} \cdot 100\% = 4,6\% < 10\%$										
Ответвление 18-33-32-31-30-29-28-27-26-25										
$h_{cp\ 18-33-32-31-30-29-28-27-26-25} = \frac{3600-2500}{192,5} = 5,71 \text{ Па/м}$										
18-33	5,0	5,5	12,5	33,12	32,0	9648	0,032	3600	3563	
33-32	24,5	26,95	11,2	31,81	32,0	8643	0,033	3563	3413	
32-31	18,0	19,8	9,8	30,34	26,0	9358	0,032	3413	3176	
31-30	5,5	6,05	8,6	28,87	26,0	8176	0,033	3176	3119	
30-29	21,0	23,1	8,5	28,79	26,0	8114	0,033	3119	2904	
29-28	9,0	9,9	7,2	26,99	26,0	6813	0,035	2904	2836	
28-27	6,0	6,6	4,8	23,32	26,0	4583	0,038	2836	2813	
27-26	21,5	23,65	3,6	21,04	26,0	3467	0,038	2813	2768	
26-25	64,5	70,95	2,3	17,72	26,0	2173	0,032	2768	2722	
	ΣLр	192,5								
$H = \frac{2722-2500}{2722} \cdot 100\% = 8,1\% < 10\%$										
Ответвление 38-39-28										
$h_{cp\ 38-39-28} = \frac{2614-2500}{107,3} = 1,06 \text{ Па/м}$										
28-39	80,0	88,0	3,6	30,00	26,0	3467	0,038	2836	2666	
39-38	17,5	19,25	2,2	24,91	26,0	2094	0,032	2666	2655	
	ΣLр	107,25								
$H = \frac{2655-2500}{2655} \cdot 100\% = 5,83\% < 10\%$										
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР					Лист
										41

6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ

6.1 Требования к газорегуляторному пункту

Газорегуляторный пункт – это комплекс технологического оборудования для регулирования давления газа. ГРП предназначен для снижения входного давления природного вещества и поддержания заданного уровня на выходе, независимо от изменения расхода.

Принцип работы ГРП: газ, поступающий в ГРП по входному трубопроводу, проходит через фильтр, где очищается от содержащихся в нем механических примесей. Далее, пройдя через предохранительный запорный клапан (ПЗК), он попадает в регулятор давления. При помощи регулятора, давление газа понижается до необходимого и поддерживается на постоянном уровне вне зависимости от потребления. Если, из-за какой-либо неисправности, выходное давление оказывается выше установленного предохранительный сбросной клапан (ПСК) сбрасывает излишки газа в атмосферу. При дальнейшем повышении давления срабатывает ПЗК, и подача газа прекращается.

Согласно пункту 6.2 [7], ГРП размещают:

- отдельностоящими;
- пристроенными к газифицируемым зданиям;
- встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания и

т.д.

Расстояния от ГРП не должны превышать значений, принимаемые согласно таблице 5, [7].

Стены, перегородки, разделяющие помещения ГРП должны быть выполнены из противопожарных материалов 1-го типа, а также быть газонепроницаемыми. Размещение дымовых и вентиляционных каналов в стенах зданий, к которым пристраиваются ГРП и в разделяющих стенах, не допускаются.

Двери ГРП предусматриваются противопожарными, металлическими. Также, двери должны открываться изнутри наружу и фиксироваться в открытом положении.

Конструкция оконных проемов должна исключать образование искр при их эксплуатации.

Согласно пункту 6.5 [7], ГРП оснащаются следующим оборудованием:

- газовым фильтром;
- отключающей, запорной арматурой;
- регулятором давления;
- контрольно-измерительными приборами (КИП);
- и узлом учета расхода газа.

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

Для непрерывного снабжения газом потребителей в ГРП предусматривается основная и резервная линии редуцирования. Состав резервной линии редуцирования соответствует основной линии редуцирования.

Резервная линия редуцирования должна включаться в работу автоматически при неисправности основной линии.

Параметры настройки предохранительной, редуциционной и защитной арматуры должны обеспечивать диапазон рабочего давления перед газоиспользующим оборудованием в соответствии с расчетом, выполненным в проекте.

Для ГРП и ГРУ должны предусматриваться устройства для обеспечения надежности электроснабжения в зависимости от категории объекта, на котором они будут установлены.

6.2 Подбор оборудования газорегуляторного пункта

Подберем регулятор давления.

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

Технические характеристики регуляторов давления приводятся в справочной литературе и каталогах.

Если табличные данные из справочной литературы или каталогов не совпадают с расчетными, то с достаточной для технической цели точностью для определения пропускной способности регулятора рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:

– при другой плотности газа:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T}{\sqrt{\rho}}; \quad (6.1)$$

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

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot \rho \cdot p_{2T}}}; \quad (6.2)$$

а для $\rho = \rho_T = 0,73$ кг/м³:

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\Delta p_T \cdot p_{2T}}}; \quad (6.3)$$

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

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T \cdot p_1}{p_{1T} \cdot \sqrt{\rho}} \quad (6.4)$$

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

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

$$V = \frac{V_T \cdot p_1}{p_{1T}} \quad (6.5)$$

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:

$$0,1 \cdot V \leq V_p \leq 0,8 \cdot V \quad (6.6)$$

Регулятор давления принимаем по расходу газа (пропускной способности). Учитывая отношение абсолютных давлений и фактическую плотность газа, рассчитываем действительную пропускную способность регулятора давления. По завершению расчетов, проверяется выполнение условия (6.6).

Пример расчета

Абсолютное входное давление газа согласно таблице 4.2:

$$p_1 = 0,37 \text{ МПа};$$

Абсолютное выходное давление газа, $P_1^{\text{изб}}$ принимаем согласно разделу 5.2 данной работы, $P_1^{\text{изб}} = 0,0037 \text{ МПа}$.

$$p_2 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,0037 + 0,1 = 0,1037 \text{ МПа};$$

Проверяется возможность установки регулятора давления РДУ-32/С-6-1,2 с условным диаметром Ду 32 мм. Расход газа, направленный на ГРП принимается согласно таблице 5.1 и составляет $V_{\text{грп}} = 51,8 \text{ м}^3/\text{ч}$. Входное давление составляет 0,37 МПа. Согласно табличным значениям, пропускная способность составляет $V_T = 77 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$). Технические характеристики данного регулятора представлены на рисунке 6.1.

Рисунок 6.1 – Технические характеристики регулятора РДУ-32/С-6-1,2

Так как:

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1037}{0,37} = 0,28 < 0,5 \text{ и } \rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

Следовательно, пропускная способность определяется по формуле (6.5):

$$V = \frac{77 \cdot 0,37}{0,4} = 71,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Проверим выполнение условия (6.6):

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

$$6,58 \text{ м}^3/\text{ч} < 51,8 \text{ м}^3/\text{ч} < 56,96 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие (6.6) выполняется, значит к установке в ГРП принимаем регулятор давления РДУ-32/С-6-1,2 с условным диаметром Ду 32 мм. Согласно табличным значениям, пропускная способность составляет $V_T = 77 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$).

Подберем газовый фильтр:

Газовые фильтры предназначены для очистки природного газа от пыли, ржавчины и других механических примесей, которые приводят к преждевременному износу газопровода, запорной и регулирующей арматуры.

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях потока, определяемых максимально допустимым перепадом давления на фильтрующем элементе, который не должен превышать для сетчатых фильтров 0,005 МПа, для волосяных – 0,01 МПа, а после их промывки или прочистки, т.е. на чистой кассете (сетке) соответственно 0,0025 и 0,005 МПа.

Газовые фильтры также подбираются по пропускной способности, которая принимается согласно справочной литературе.

Если плотность и перепад давлений отличаются от табличных, то пропускная способность определяется по формуле

$$V = 0,855 \cdot V_T \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\Delta P_T \cdot P_{1T} \cdot \rho}} \quad (6.7)$$

где ΔP – перепад давления в регуляторе, принимаем за 0,005 МПа.

Пример расчета

Рассмотрим газовый сетчатый фильтр ФС-25, с условным проходом Ду 25 мм. Так как в технических характеристиках данного фильтра отсутствует необходимое нам давление, то принимаем ближайшее большее. Тогда, входное абсолютное давление составляет $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$) и пропускная способность $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$. Технические характеристики данного фильтра представлены на рисунке 6.2.

Рисунок 6.2 – Технические характеристики ФС-25

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

Абсолютное входное давление равно $P_1 0,37$ МПа. Так как, согласно техническим параметрам, необходимая пропускная способность отсутствует, принимаем ближайшую большую пропускную способность.

$$V = 0,855 \cdot 205 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,37}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Сравним полученное значение с расчетным

$$V = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч} > V_p = 51,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Условие выполняется. К установке в ГРП принят фильтр ФС-25, для которого $V_T = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $P_1 = 0,37$ МПа.

Подберем предохранительно-сбросной клапан:

ПЗК срабатывает при повышении или понижении давления. Они монтируются до регулятора давления газа, но после фильтра. Существует два вида ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в тех случаях, когда после ГРП поддерживается низкое давление, второй-среднее.

При выборе ПЗК необходимо учесть тип регулятора давления, так как этим определяются тип и габариты клапана. ПЗК, как правило, подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

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

$$P_{\text{ниж}}^H = 0,9 \cdot P_2 \quad (6.8)$$

$$P_{\text{ниж}}^H = 0,9 \cdot 0,0037 = 0,0033 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot P_2 \quad (6.9)$$

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot 0,0037 = 0,0044 \text{ МПа.}$$

Ранее был подобран регулятор давления РДУ-32/С-6-1,2 с условным диаметром Ду 32 мм. Исходя из этого, ПЗК должен иметь условный диаметр Ду 32 мм. Таким образом, к установке принимается КПЗ-32. Технические характеристики данного клапана представлена на рисунке 6.3.

Рисунок 7.3 – Технические характеристики КПЗ-32

К установке принят КПЗ-32 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,075$ МПа.

Подберем предохранительно-сбросной клапан:

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

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

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

$$P_n = 1,15 \cdot P_2 \quad (6.10)$$

$$P_n = 1,15 \cdot 0,0037 = 0,00425 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан пружинный сбросной ПСКУ-32/5 диапазоном настройки 0,002÷0,005. Технические характеристики ПСКУ-32/5 представлены на рисунке 6.4.

Рисунок 6.4 – Технические характеристики ПСКУ-32/5.

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		47

7 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ. РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

7.1 Конструирование газопровода котельной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая котельная, обслуживающая общественные здания рынка. Котельная обеспечивает теплом детский сад, магазин и здание администрации.

Ввод газопровода в здание котельной выполняется через стену здания котельной в футляре, представляющим собой часть трубы большего диаметра, чем газопровод. Футляр служит для защиты газопровода от механических повреждений.

Внутренние газопроводы котельной выполняются стальными, трубы соединены сварными швами. Разъемные соединения выполнены в местах присоединения газоиспользующего оборудования, в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, регулятора давления.

Проектируемая котельная работает на низком давлении, следовательно, в помещении котельной необходимо установить газорегуляторную установку. Подбор и описание оборудования в ГРУ представлено в разделе 7.3 данной главы.

Кроме того, в ГРУ должна быть предусмотрена система трубопроводов для продувки газопроводов и сброса газа от предохранительно-сбросного капана который выводится наружу для безопасного рассеивания в атмосфере.

После ГРУ необходимо установить термозапорный клапан, который перекрывает подачу газа в случае возникновения пожара. В данной работе принимаем КТЗ-32. Технические характеристики данного прибора представлены на рисунке А.9 приложения А.

Далее необходимо установить электромагнитный клапан, который перекрывает подачу газа, в случае утечки. Принимаем к установке КЗЭГ 32 НД. Технические характеристики представлены на рисунке А.10 приложения А.

Так же, необходимо установить прибор учета расхода газа–газовый счетчик. К установке принимаем ВК G-16. Технические характеристики представлены на рисунке А.11, приложения А.

На вводе в котельную необходимо установить отключающее устройство для остановки подачи газа в котельную. Принимаем к установке КШИ-32 Ду 32. Технические характеристики представлены на рисунке А.12 приложения А.

Перед котельным оборудованием необходимо также установить запорную арматуру. Принимаем к установке КШИ-20 Ду 20. Технические характеристики представлены на рисунке А.12 приложения А.

Согласно разделу 2.5 данной работы, к установке принимаем три одинаковых напольных одноконтурных котлов ВАХІ POWER НТ 1.450 45 кВт. Данный котел работает от низкого давления, присоединительное давление составляет 2000 Па. Диаметр подводящего газопровода Ду 20. Мощность одного котла составляет 45,0

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

кВт. Технические характеристики данного котла представлены на рисунке А8 приложения А.

Котлы необходимо оборудовать автоматикой регулирования и автоматикой безопасности, они обеспечивают отключение подачи газа при погасании пламени горелки, понижение или повышение давления газа в сети. Так же, в помещении устанавливается газосигнализатор, который контролирует превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода или метана. Дымовые газы от котлов отводятся через металлические газоходы от каждого котла и дымовую трубу.

Газопроводы прокладываются открыто и крепятся к стенам с помощью опор и подвесов.

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

Вентиляция котельной должна обеспечивать трёхкратный воздухообмен и подачу воздуха на горение, так как выбранные котлы с открытой камерой сгорания.

Согласно "Правилам пожарной безопасности" и требованиям [10], здание котельной должно быть оснащено средствами пожаротушения в соответствии с нормами на противопожарное оборудование и инвентарь.

Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию производить в соответствии с требованиями [10].

Работа газовых котлов должна быть надежной, экономичной и безопасной для обслуживающего персонала.

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

Расчетная схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

Рисунок 7.1. – Расчетная схема газопровода котельной

7.2 Определение расхода газа для котельной

В котельной установлено три газовых напольных котла.

Расход газа на участке 1-2 определяется по формуле (3.2). На данном участке установлен 1 газовый котел.

$$V_{1-2} = 1 \cdot 0,85 \cdot \frac{45,0 \cdot 3,6}{35,6} = 3,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расход газа на участке 2-3 определяется по формуле (3.2). На данном участке установлен 2 газовых котла.

$$V_{2-3} = 2 \cdot 0,85 \cdot \frac{45,0 \cdot 3,6}{35,6} = 7,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

Расход газа на участке 3-гру определяется по формуле (3.2). На данном участке установлен 2 газовых котла.

$$V_{3\text{-гру}} = 3 \cdot 0,85 \cdot \frac{45,0 \cdot 3,6}{35,6} = 11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Следовательно, расход газа на котельную составляет $V_{\text{кот}}=11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для удобства расчета, полученные значения сведем в таблицу 7.1

Таблица 7.1 – Расчетный расход газа в котельной

№ участка	Ассортимент приборов	Количество приборов, m	Коэффициент одновременности, $K^{\text{кот}}$	расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$
1-2	котел	1	0,85	3,9
2-3	котел	2	0,85	7,7
3-гру	котел	3	0,85	11,6

7.3 Гидравлический расчет газопровода котельной

Гидравлический расчет выполняется аналогично гидравлическому расчету внутридомового газопровода.

Расчетные расходы газа принимаются согласно таблице 7.1 данной работы.

По формуле (3.4) определяется расчетная длина газопровода.

Средние удельные потери давления определяются по формуле (3.5). Располагаемый перепад давления для основного направления принимается равным 600 Па, согласно пункту 3.25 [10].

Гидростатическое давление для вертикальных участков определяется по формуле (3.6).

Для горизонтальных участков гидростатическое давление $H_r=0$.

Сопrotивление участков газопровода определяется по формуле (3.7).

Суммарные потери давления на участке определяются по формуле (3.8).

Суммарные потери по основному направлению не должны превышать величину 600 Па.

Схема котельной представлена на рисунке 6.1.

Пример расчета

Основным направлением является 1-2-3-ГРУ. Рассмотрим участок 1-2. Согласно таблице 7.1 данной работы, расчетный расход газа на участке 1-2:

$$V_{1-2} = 3,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчетная длина участка определяется по формуле (3.3). Разделим участок на вертикальный участок и горизонтальный участок.

$$L_p = 1,0 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 8,25 \text{ м}$$

$$L_p = 2,5 \cdot \left(1 + \frac{375}{100}\right) = 11,88 \text{ м}$$

По формуле (3.4) определим средние удельные потери давления:

Определим средние удельные потери давления по формуле (3.4), для этого нам необходимо узнать расчетную длину основного направления.

$$\sum L_p = 52,4 \text{ м}$$
$$h_{cp} = \frac{600}{52,4} = 11,5 \text{ Па/м}$$

По номограмме определяем диаметр газопровода и действительные потери давления. Диаметр входного патрубка котла Ду 20. На участке 1-2 расход газа $V=3,9 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

$$d=22,6 \times 2,8 \text{ (Ду20)}$$
$$h_d=7,0 \text{ Па/м}$$

Действительное сопротивление участков вычисляется:

$$h_d \cdot L_p = 7,0 \cdot 8,25 = 57,75 \text{ Па}$$
$$h_d \cdot L_p = 7,0 \cdot 11,88 = 83,13 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление для вертикальных участков определяют по формуле (3.5):

$$H_r = 1,5 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,73) = 8,3 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление на горизонтальном участке равняется 0.

Сопротивление участков определяется по формуле (3.7):

$$\Delta P_d = 57,8 + 8,3 + 83,1 = 149,2 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке будут равны по формуле (3.8):

На участке 1-2 установлено:

– Кран шаровой Ду 20, сопротивление 5 Па;

$$\Delta P_{\Sigma} = 149,2 + 5,0 = 154,2 \text{ Па}$$

Рассмотрим участок 2-3. На участке 2-3 установлены два котла, согласно таблице 7.1 данной работы, расчетный расход газа на участке 2-3:

$$V_{2-3} = 7,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчетная длина участка определяется по формуле (3.4).

$$L_p = 2,0 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 11,0 \text{ м}$$

По номограмме определяем диаметр газопровода и действительные потери давления. На участке 2-3 расход газа $V=7,7 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

$$d=33,5 \times 2,8 \text{ (Ду25)}$$
$$h_d=7,5 \text{ Па/м}$$

Действительное сопротивление участков вычисляется:

$$h_d \cdot L_p = 7,5 \cdot 11,0 = 82,5 \text{ Па}$$

Так как участок 2-3 – горизонтальный, то гидростатическое давление $H_r=0$.

Сопротивление участков определяется по формуле (3.7):

$$\Delta P_d = 82,5 \text{ Па}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Суммарные потери давления на участке будут равны по формуле (3.8):

$$\Delta P_{\Sigma} = 82,5 \text{ Па}$$

Рассмотрим участок 3-ГРУ. На участке 3-ГРУ установлены три котла, согласно таблице 7.1 данной работы, расчетный расход газа на участке 3-ГРУ:

$$V_{3\text{-ГРУ}} = 11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчетная длина участка определяется по формуле (3.4).

$$L_p = 10,5 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right) = 15,75 \text{ м}$$

$$L_p = 1,0 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 8,25 \text{ м}$$

По номограмме определяем диаметр газопровода и действительные потери давления. На участке 3-ГРУ расход газа $V=11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

$$d = 42 \times 3,2 \text{ (Ду32)}$$

$$h_d = 3,5 \text{ Па/м}$$

Действительное сопротивление участков вычисляется:

$$h_d \cdot L_p = 3,5 \cdot 15,75 = 55,13 \text{ Па}$$

$$h_d \cdot L_p = 3,5 \cdot 8,25 = 19,25 \text{ Па}$$

Гидростатическое давление для вертикальных участков определяют по формуле (3.5):

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

Гидростатическое давление на горизонтальном участке равняется 0.

Сопротивление участков определяется по формуле (3.7):

$$\Delta P_d = 55,13 + 19,25 - 5,52 = 68,9 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке будут равны по формуле (3.8):

На участке 3-ГРУ установлено:

– Электромагнитный клапан КЗЭГ 32 НД, сопротивление 32 Па;

– Счетчик газовый ВК G-16 сопротивление 174 Па;

– Термозапорный клапан КТЗ Ду 32, сопротивление 80 Па;

Кран шаровый изолирующий Ду 32, сопротивление 5 Па.

$$\Delta P_{\Sigma} = 68,9 + 32,0 + 174,0 + 80,0 + 5,0 = 359,9 \text{ Па}$$

Суммарные потери давления на участке 1-2-3-ГРУ равны:

$$\Delta P_{\Sigma 1-2-3\text{-гру}} = 154,2 + 82,5 + 359,9 = 596,5 \text{ Па}$$

Суммарные потери на основном направлении не должны превышать 600 Па.

$$596,5 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

Минимальное давление присоединения газового котла составляет 2000 Па.

Следовательно, давление, необходимое для работы котельной, составляет:

$$P_{\text{кот}} = 2000 + 596,5 = 2596,5 \approx 2600 \text{ Па}$$

Последующий расчет сведен в таблицу 7.1.

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет газопровода котельной.

№ 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	Сопрогивление 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
Основное направление 1-2-3-ГРУ											
1-2	3,9	1,5	450	8,25	h _{ср} =600/52,4= =11,5	26,8x2,8	7,0	57,75	8,28	66,03	154,2
		2,5	375	11,88		26,8x2,8	7,0	83,13	0,0	83,13	
Элемент местного сопротивления на участке 1-2											154,2
Кран шаровый КШ 20										5,0	
2-3	7,7	2,0	450	11,00	11,5	33,5x2,8	7,5	82,5	0,0	82	82,5
3-ГРУ	11,8	10,5	50	15,75		42x3,2	3,5	55,13	0,0	55,13	359,9
		1,0	450	5,50	42x3,2	3,5	19,25	5,52	13,73		
Элемент местного сопротивления на участке 3-ГРУ											359,9
Электромагнитный клапан КЭГ9720 Ду32										32	
Счетчик газовый ВК G 16										174	
Термозапорный клапан КТЗ 32 Ду32										80	
Кран шаровый изолирующий КШИ 32										5	
										Итого	596,5
										596,5<600	
Ответвление 4-2											
4-2	3,9	1,5	450	8,25	h _{ср} =154,2/8,25= =18,7	26,8x2,8	7,3	60,2	8,28	68,5	73,5
Элемент местного сопротивления на участке 4-2											
Кран шаровый КШ 20										5,0	
$H = \frac{154,2 - 73,5}{154,2} \cdot 100\% = 52,3\% > 10\%$ <p>Так как невязка больше 10%, то необходимо установить дополнительное местное сопротивление на участке 4-2</p>											
Ответвление 5-3											
5-3	3,9	1,5	450	8,25	h _{ср} =236,7/8,25= =28,7	26,8x2,8	7,3	60,2	8,28	68,5	73,5
Элемент местного сопротивления на участке 5-3											
Кран шаровый КШ 20										5,0	
$H = \frac{236,7 - 73,5}{236,7} \cdot 100\% = 68,9\% > 10\%$ <p>Так как невязка больше 10%, то необходимо установить дополнительное местное сопротивление на участке 5-3</p>											
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР						Лист
											53

7.4 Подбор оборудования газорегуляторной установки

Согласно пункту 6.4, [7], ГРУ следует размещать в помещении, в котором располагается газоиспользующее оборудование. Количество ГРУ, размещаемых в одном помещении, не ограничивается. ГРУ устанавливается при входном давлении не более 0,6 МПа.

ГРУ состоит из следующего оборудования:

- запорная арматура;
- фильтр газовый;
- регулятор давления;
- предохранительно-сбросной клапан;
- приборы КИПиА, необходимые для бесперебойной и безаварийной работы.

Описание подбора оборудования в ГРУ аналогичен описанию подбора оборудования в ГРП, рассмотренного в разделе 6.2 данной работы.

Подберем регулятор давления:

Регулятор давления газа служит для редуцирования давления газа и поддержания выходного давления в заданных пределах. Это достигается автоматическим изменением степени открытия регулирующего органа регулятора, вследствие чего также автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа.

Абсолютное входное давление газа согласно таблицы 4.2:

$$p_1 = 0,37 \text{ МПа};$$

Абсолютное выходное давление газа, $P_1^{\text{изб}}$ принимаем согласно разделу 7.2 данной главы, $P_1^{\text{изб}} = 0,0026 \text{ МПа}$.

$$p_2 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,0026 + 0,1 = 0,1026 \text{ МПа};$$

Проверяется возможность установки регулятора давления РДУ-32/4 с условным диаметром Ду 32 мм. Согласно табличным значениям, пропускная способность составляет $V_T = 43,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$).

Технические характеристики данного регулятора представлены на рисунке 7.2.

Рисунок 7.2 – Технические характеристики регулятора РДУ-32/4

Так как:

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1037}{0,37} = 0,28 < 0,5 \text{ и } \rho = \rho_T = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

Следовательно, пропускная способность определяется по формуле (6.5):

$$V = \frac{43,0 \cdot 0,37}{0,4} = 39,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Проверим выполнение условия (6.6):

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

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

$$3,98 \text{ м}^3/\text{ч} < 11,6 \text{ м}^3/\text{ч} < 31,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие (6.6) выполняется, значит к установке в ГРП принимаем регулятор давления РДУ-32/4 с условным диаметром Ду 32 мм. Согласно табличным значениям, пропускная способность составляет $V_T = 43,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$).

Подберем газовый фильтр:

Рассмотрим газовый сетчатый фильтр ФС-25, с условным проходом Ду 25 мм. Так как в технических характеристиках данного фильтра отсутствует необходимое нам давление, то принимаем ближайшее большее. Тогда, входное абсолютное давление составляет $p_{1T} = 0,4 \text{ МПа}$ ($p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$) и пропускная способность $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$. Технические характеристики данного фильтра представлены на рисунке 7.3.

Рисунок 7.3 – Технические характеристики ФС-25

Абсолютное входное давление равно $P_{1T} = P_{1T \text{ изб}} + 0,1 = 0,47 \text{ МПа}$. Так как, согласно техническим параметрам, необходимая пропускная способность отсутствует, принимаем ближайшую большую пропускную способность.

$$V = 0,855 \cdot 205 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,37}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Сравним полученное значение с расчетным

$$V = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч} > V_p = 11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Условие выполняется. К установке в ГРП принят фильтр ФС-25, для которого $V = 196,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $P_1 = 0,37 \text{ МПа}$.

Подберем предохранительно-сбросной клапан:

ПЗК срабатывает при повышении или понижении давления.

При выборе ПЗК необходимо учесть тип регулятора давления, так как этим определяются тип и габариты клапана. ПЗК, как правило, подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Нижний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа определяется по формуле (6.8):

$$P_{\text{ниж}}^H = 0,9 \cdot 0,0026 = 0,00234 \text{ МПа}.$$

Верхний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа определяется по формуле (6.9):

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot 0,0026 = 0,00312 \text{ МПа}.$$

Ранее был подобран регулятор давления РДУ-32/4 с условным диаметром Ду 32 мм. Исходя из этого, ПЗК должен иметь условный диаметр Ду 32 мм. Таким

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

образом, к установке принимается КПЗ-32. Технические характеристики данного клапана представлена на рисунке 7.4.

Рисунок 7.4 – Технические характеристики КПЗ-32

К установке принят КПЗ-32 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,075$ МПа.

Подберем предохранительно-сбросной клапан:

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

Верхний предел давления, при котором ПСК сбросит в атмосферу излишки газа определяется по формуле (6.10):

$$P_n = 1,15 \cdot 0,0026 = 0,00299 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан пружинный сбросной КПС-20 диапазоном настройки $0,0019 \div 0,0055$. Технические характеристики КПС-20 представлены на рисунке 7.5

Рисунок 7.5 – Технические характеристики КПС-20

7.4 Расчет дымовой трубы

Дымовая труба котельной удаляет дымовые газы и рассеивает вредные соединения, содержащиеся 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. Поступление воздуха в котел и дальнейшее движение продуктов сгорания по газовому тракту обеспечиваются естественной тягой в дымовой трубе.

Плотность газа при любых условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{\Gamma}^{д.г} = \rho_0^{\Gamma} \cdot \frac{273}{273 + t_{д.г}^{ср}} \quad (7.1)$$

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

ρ_0^{Γ} - плотность дымовых газов при средней температуре, кг/м³;

$$\rho_0^{\Gamma} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}^0} \cdot \rho_{H_2O} + \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}^0} \cdot \rho_{RO_2} + \frac{V_{N_2}}{V_{\Gamma}^0} \cdot \rho_{N_2} + \frac{V_{O_2}}{V_{\Gamma}^0} \cdot \rho_{O_2} \quad (7.2)$$

где V_{H_2O} - теоретический объем водяных паров, нм³/м³, определяется по формуле:

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_r) + 0,0161 \cdot V_B^0 \quad (7.3)$$

где d_r – влагосодержание газообразного топлива, принимаем $d_r = 10 \text{ г/м}^3$

V_B^0 – теоретический объем воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$, считается по формуле

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot C_m H_n - O_2) \quad (7.4)$$

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 + 1,5 \cdot 0 + \sum (1 + \frac{4}{4}) \cdot 96,1 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 1,2 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 0,5 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,03 + (5 + \frac{12}{4}) \cdot 0,01 - 0) = 9,48 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

Тогда, теоретический объем водяных паров будет равен (9.3)

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot (0 + 0 + \sum (\frac{4}{2} \cdot 96,1) + (\frac{6}{2} \cdot 1,2) + (\frac{8}{2} \cdot 0,5) + (\frac{10}{2} \cdot 0,03) + (\frac{12}{2} \cdot 0,01) + 0,124 \cdot 10)$$

$$+ 0,0161 \cdot 9,48 = 2,14 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

V_{RO_2} – теоретический объем трехатомных газов, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, рассчитывается по формуле

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n) \quad (7.5)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,2 + 0 + 0 + \sum (1 \cdot 96,1) + (2 \cdot 1,2) + (3 \cdot 0,5) + (4 \cdot 0,03) + (5 \cdot 0,01)) = 0,99 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

V_{N_2} – теоретический объем азота, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по формуле

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,01 \cdot N_2 \quad (7.6)$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 9,48 + 0,01 \cdot 1,9 = 7,5 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

V_Γ^0 – Теоретический объем дымовых газов, $\text{нм}^3/\text{м}^3$, определяется по следующей формуле:

$$V_\Gamma^0 = V_{H_2O} + V_{RO_2} + V_{N_2} \quad (7.7)$$

$$V_\Gamma^0 = 2,14 + 0,99 + 7,5 = 10,64 \text{ нм}^3/\text{м}^3$$

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

$$V_{п.с}^0 = V_\Gamma^0 + V_{кот} \quad (7.8)$$

По формуле (7.2) определим плотность дымовых газов при средней температуре

$$\rho_\Gamma^0 = \frac{2,14}{10,64} \cdot 1,43 + \frac{0,99}{10,64} \cdot 1,98 + \frac{7,5}{10,64} \cdot 1,25 = 1,35 \text{ кг/м}^3$$

Следовательно, плотность дымовых газов при любых условиях вычисляется по формуле (7.1)

$$\rho_\Gamma^{д.г} = 1,35 \cdot \frac{273}{273 + 190} = 0,8 \text{ кг/м}^3$$

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР				

Объем продуктов сгорания при сжигании газа в котле BAXI POWER HT 1.450 45 вычислим по формуле (7.8)

$$V_{п.с}^0 = 10,4 + 45 = 55,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

В проектируемой котельной установлены три одинаковых котла, следовательно, объем продуктов сгорания от трех котлов будет равен

$$V_{п.с}^0 = 55,6 \cdot 3 = 166,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

В населенных пунктах необходимо поддерживать заданную концентрацию диоксида азота, которая не должна превышать ПДК_{м.р} или 10 ПДК_{ср.сут.}. Для снижения концентрации на уровне земли используют рассеивание через дымовую трубу.

Произведем расчет для определения высоты дымовой трубы.

Определим расход топлива, потребляемого котлом по формуле

$$B = \frac{Q_{\text{кот}}}{Q_{\text{H}}^p \cdot \eta} \quad (7.9)$$

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

Q_{H}^p – низшая теплота сгорания, МДж/м³, $Q_{\text{H}}^p = 35,6 \text{ МДж/м}^3$;

η – КПД котла

$$B = \frac{45 \cdot 3,6}{35,6 \cdot 1,075} = 4,2 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0012 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим количество вещества, выбрасываемого в атмосферу с уходящими газами по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3 \quad (7.10)$$

где β_1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления, принимаем равным 1;

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркуляции газа в зависимости от условий подачи их в топку, $\beta_2 = 0$;

r – степень рециркуляции дымовых газов, %, расхода дутьевого воздуха, $r = 0$

β_3 – коэффициент, учитывающий количество горелок, $\beta_3 = 1$;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на каждую тонну сожженного условного топлива, определяется по формуле

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\text{BK}}}{20 + Q_{\text{H}}} \quad (7.11)$$

Q_{H} – номинальная теплопроизводительность котла, кВт, согласно паспорту, номинальная производительность составляет $Q_{\text{H}} = 45,0 \text{ кВт}$.

$$k = \frac{2,5 \cdot 41,7}{20 + 45,0} = 1,6$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,0012 \cdot 35,6 \cdot (1-0) \cdot (1-0 \cdot 0) \cdot 1 = 0,0023$$

Определим диаметр устья дымовой трубы по формуле

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{\pi \cdot \omega_0}} \quad (7.12)$$

ω_0 – скорость дымовых газов, м/с, принимаем равной 2 м/с;

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,025}{3,14 \cdot 2}} = 0,15 \text{ м}$$

Фактический диаметр $D_{\text{ф}} = 0,15 \text{ м}$

Определим фактическую скорость дымовых газов по формуле

$$\omega_{\text{ф}} = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot D_{\text{ф}}^2} \quad (7.13)$$

$$\omega_{\text{ф}} = \frac{4 \cdot 0,025}{3,14 \cdot 0,15^2} = 1,4 \text{ м/с}$$

Определим минимально допустимую высоту дымовой трубы, согласно ПДК_{ср.сут}

$$H_{\text{мин}}^{\text{доп}} = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \frac{M_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{ср.сут}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{V_1 \cdot \Delta T}}} \quad (7.14)$$

где A – коэффициент температурной стратификации атмосферы для данной местности (Для европейской части России $A=140$)

F – коэффициент, учитывающий оседание частиц в воздухе. Для газообразных веществ и мелкодисперсных аэрозолей $F=1$

V_1 – объем дымовых газов на выходе из дымовой трубы

ΔT – разность температур дымовых газов и наружного воздуха.

В расчетах принимается температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, согласно [1], $t_{\text{н}} = -34^\circ\text{C}$, а температура дымовых газов на входе в дымовую трубу $\vartheta_{\text{д.г}}^{\text{д.т}} = 200^\circ\text{C}$

m, n – безразмерные коэффициенты, $m=f(f), n=f(v_m)$

f, v_m – эмпирические безразмерные коэффициенты

$\text{ПДК}_{\text{ср.сут}} = 0,04$

$\text{ПДК}_{\text{мр}} = 0,085$

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_{\text{ф}}^2 \cdot D_{\text{ф}}}{H_3^2 \cdot \Delta T} \quad (7.15)$$

H_3 – заданная высота трубы, принимаем равной 10 м;

Если $f \geq 100$, то коэффициент m определяется по формуле

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

$$m = \frac{1,47}{f^{1/3}} \quad (7.16)$$

Если $f < 100$, то коэффициент m определяется по формуле

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot f^{0,5} + 0,34 \cdot f^{1/3}} \quad (7.17)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,4^2 \cdot 0,15}{10^2 \cdot (200 + 34)} = 0,012$$

Так как $f < 100$, то коэффициент m рассчитывается по формуле (7.17)

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,012^{0,5} + 0,34 \cdot 0,012^{1/3}} = 1,31$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H_3}} \quad (7.18)$$

Если $v_m > 2$, то коэффициент n будет равен: $n = 1$

Если $0,5 < v_m < 2$, то коэффициент n определяется по формуле

$$n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13 \quad (7.19)$$

Если $v_m < 0,5$, то коэффициент n будет определяться по формуле

$$n = 4,4 \cdot v_m \quad (7.20)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,025 \cdot (200 + 34)}{10}} = 0,54$$

Так как $v_m < 0,5$, то коэффициент n будет равен:

$$n = 4,4 \cdot 0,54 = 2,4$$

$$H_{\max}^{\text{доп}} = \sqrt{140 \cdot 1,31 \cdot 2,4 \cdot \frac{0,0012}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,025 \cdot (200 + 34)}}} = 5,4 \text{ м}$$

Зададим высоту дымовой трубы $H_3 = 1,0$ м, произведем расчет повторно.

Вычислим безразмерный коэффициент f по формуле (7.15)

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,4^2 \cdot 0,15}{1^2 \cdot (200 + 34)} = 1,2$$

Так как $f < 100$, то коэффициент m рассчитывается по формуле (7.17)

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 1,2^{0,5} + 0,34 \cdot 1,2^{1/3}} = 0,93$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,025 \cdot (200 + 34)}{1}} = 2,52$$

Так как $v_m > 2$, то коэффициент $n = 1$

$$H_{\min}^{\text{доп}} = \sqrt{140 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot \frac{0,0023}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,025 \cdot (200+34)}}} = 2,1 \text{ м}$$

Графическим методом определим фактическую высоту дымовой трубы

Рисунок 7.6 – График для определения высоты дымовой трубы

Из графика видно, что фактическая высота дымовой трубы составляет $H_{\phi} = 3,1$ м.

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

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,4^2 \cdot 0,15}{2,4^2 \cdot (200+34)} = 0,022$$

Так как $f < 100$, то коэффициент m рассчитывается по формуле (7.17)

$$m_{\phi} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,022^{0,5} + 0,34 \cdot 0,022^{1/3}} = 1,3$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,025 \cdot (200+34)}{3,1}} = 0,41$$

Так как $0,5 < v_m < 2$, то коэффициент n определяется по формуле (7.19)

$$n_{\phi} = 0,532 \cdot 0,41^2 - 2,13 \cdot 0,41 + 3,13 = 2,4$$

Проверим соответствие концентрации вредного вещества ПДК в приземном слое по формуле

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m_{\phi} \cdot n_{\phi}}{H_{\phi}^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (7.21)$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{140 \cdot 0,0012 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,68}{2,4^2 \cdot \sqrt[3]{0,025 \cdot (200+34)}} = 0,035 \text{ мг/м}^3$$

Из полученных данных видно, что концентрация диоксида азота в приземном слое не превышает ПДК_{мр} = 0,085.

Определим охлаждение дымовых газов на каждый метр высоты трубы по формуле

$$\vartheta = \frac{B'}{\sqrt{\frac{Q_{\text{BK}}}{1000}}} \quad (7.22)$$

где B' – коэффициент, учитывающий тип трубы. Принимаем стальную трубу, тогда $B' = 0,34$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$$\Delta\vartheta = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{41,7}{1000}}} = 1,66 \text{ } ^\circ\text{C/м}$$

Определим температуру дымовых газов на выходе из дымовой трубы по формуле

$$\vartheta_{yx}^{cp} = \vartheta_{yx}^{bx} - \Delta\vartheta \cdot H_{\phi} \quad (7.23)$$

$$\vartheta_{yx}^{cp} = 200 - 1,66 \cdot 2,4 = 196 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Определим величину самотяги по формуле

$$p_c = g \cdot H_{\phi} \cdot (\rho_{\text{возд}} - \rho_{\text{д.г}}) \quad (7.24)$$

$$p_c = 9,81 \cdot 3,1 \cdot (1,48 - 0,8) = 21 \text{ Па}$$

Рассчитаем потери давления на трение в дымовой трубе по формуле

$$\Delta p_{\text{тр}} = \Delta p_{\text{тр}}^{\text{дл}} + \Delta p_{\text{тр}}^{\text{мест}} \quad (7.25)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}^{\text{дл}}$ - потери давления на трение по длине в дымовой трубе по формуле

$$\Delta p_{\text{тр}}^{\text{дл}} = \lambda \cdot \frac{H_{\phi}}{D} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho_{\text{д.г}} \quad (7.26)$$

где λ – коэффициент шероховатости, для стальной трубы $\lambda = 0,02$

$$\Delta p_{\text{тр}}^{\text{дл}} = 0,02 \cdot \frac{3,1}{0,15} \cdot \frac{1,4^2}{2} \cdot 0,8 = 0,32 \text{ Па}$$

$\Delta p_{\text{тр}}^{\text{мест}}$ - потери давления на трение на местных сопротивлениях, которые определяются по формуле

$$\Delta p_{\text{тр}}^{\text{мест}} = \sum \xi \cdot \frac{\omega_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{д.г}}}{2} \quad (7.27)$$

где $\sum \xi$ – суммарный коэффициент местных сопротивлений, согласно заданию $\sum \xi = 4,8$

$$\Delta p_{\text{тр}}^{\text{мест}} = 4,8 \cdot \frac{1,4^2 \cdot 0,8}{2} = 3,76 \approx 4 \text{ Па}$$

$$\Delta p_{\text{тр}} = 1 + 4 = 5 \text{ Па}$$

Выполняется проверка тяги по формуле

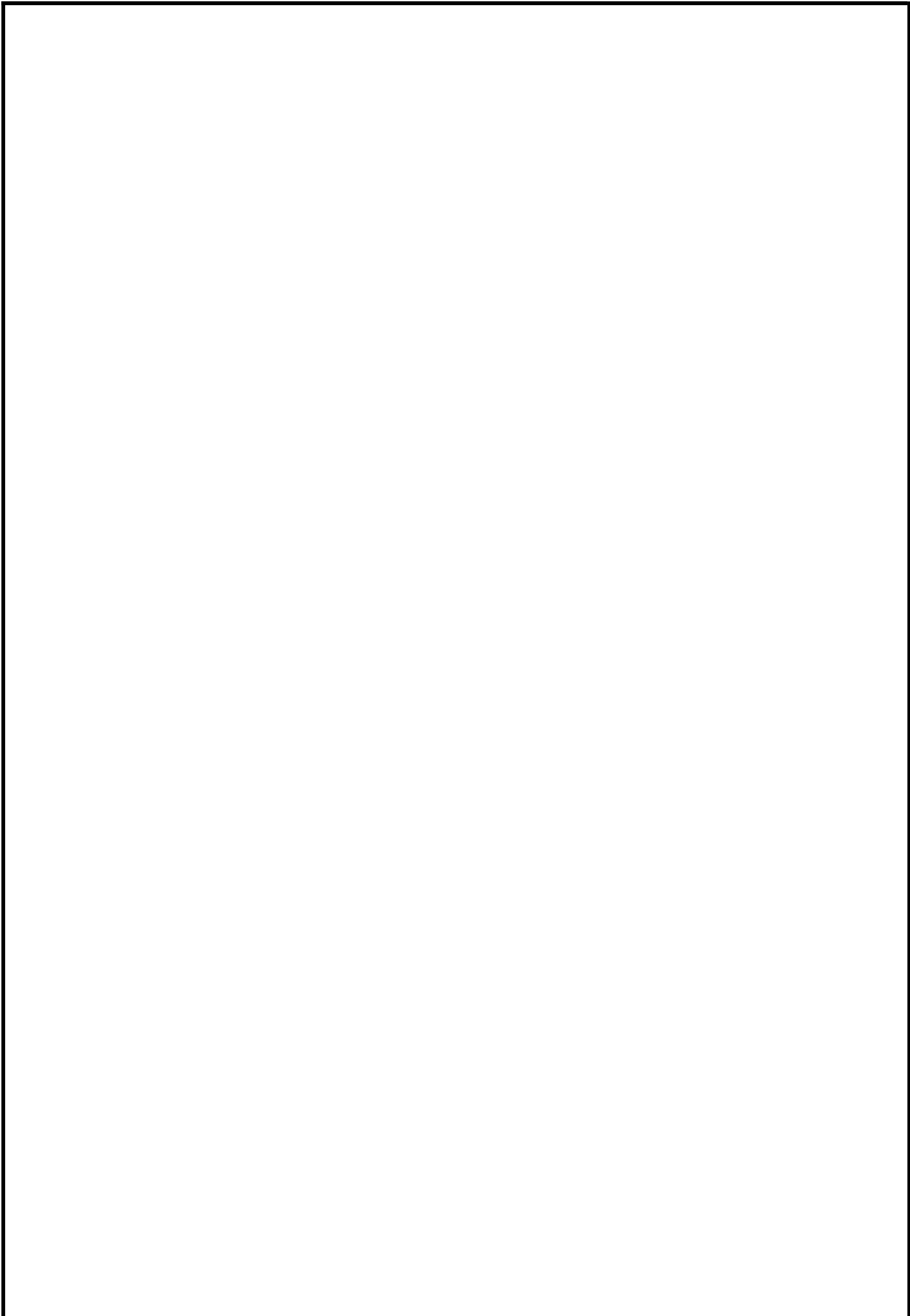
$$p = 21 - 5 = 16 \text{ Па}$$

Определим необходимость установки дымососа.

Так как

$$p = 16 \text{ Па} > 0$$

то установка дымососа не требуется.



					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

8 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА

Продольные профиль газопровода – это развертка газопровода по осям в стандартных масштабах:

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

по вертикали 1:50; 1:100.

На продольном профиле газопровода наносят и указывают:

- поверхность земли проектная и фактическая;
- уровень грунтовых вод (если имеются);
- пересекаемые автодороги, ж/д и трамвайные пути, кюветы, а также другие подземные и надземные коммуникации – с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;

- колодцы, коверы, отдельно стоящие опоры и другие сооружения и конструкции газопроводов;

- отметки верха трубы;

- глубину траншеи от проектной и фактической поверхности земли;

- информацию о характеристиках грунтов;

- футляры на газопроводах с указанием диаметров, длин и привязок к пикетам;

Газопроводы диаметром менее или равные 150 мм допускается изображать одной линией.

Под продольным профилем газопровода помещают таблицу. Если есть необходимость, допускается дополнять таблицу другими строками, которые дополняют описание участка газопровода.

Отметки уровней указывают в метрах с двумя десятичными знаками, длины участков газопроводов – в метрах с одним десятичным знаком, а величины уклонов – в промилле. Принятые масштабы продольных профилей указывают над таблицей, в левом верхнем углу. 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, то разрешено предусмотреть прокладку газопровода с изломом в профиле и установкой конденсатосборника в низшей точке.

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

Оптимальная глубина заложения определяется по формуле

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

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	64

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.

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

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

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 .

9 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Рассмотрим автоматизацию ГРУ.

При разработке газораспределительных систем предусматривается автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ). Данная система обеспечивает надежную и безопасную эксплуатацию газораспределительной системы и выполнение основных функций, таких как:

- оперативный дистанционный централизованный контроль параметров технологического процесса газораспределения;
- коммерческий учет потребления газа.

Проектирование АСУ ТП РГ осуществляется в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию автоматизированных систем. В данном проекте АСУ ТП РГ является автономным.

Основной задачей АСУ ТП РГ является поддержание заданного давления газа во времени в различных точках поселковой газовой сети, а также обеспечения заданного технологического режима работы системы без непосредственного участия человека.

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

Автоматическое регулирование технологического процесса сводится к обеспечению требуемого закона изменения параметра технологического процесса путем воздействия на соответствующие элементы агрегатов, называемые рабочими регулирующими органами (задвижки, клапаны и т.д.).

Управление гидравлическим режимом работы системы газоснабжения осуществляют с помощью регулятора давления РДУ-32/4 Ду 32, ПЗК КПЗ-32 и ПСК КПС-20, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа.

Автоматический контроль:

- давления на входе и выходе из ГРУ осуществляется датчиком давления с электрическим выходным сигналом ЭКМ-1У (поз.4-1; 4-2). Данный датчик установлен как на основной линии редуцирования, так и на резервной;
- за степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления ЭКМ-1У (поз.4-1; 4-2);
- при превышении верхнего предела давления газа, срабатывает ПЗК КПЗ-32 (поз. 5-1; 5-3), перекрывая газопровод. Если давление не снижается до допустимого, то срабатывает ПСК КПС-20 (поз. 5-2;5-4), сбрасывая газ в атмосферу до достижения допустимого давления;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	66

– при превышении в помещении котельной допустимой концентрации угарного газа или метана срабатывает датчик загазованности СЗ-1.1 (поз. 1.1) передает сигнал на щит и электромагнитный клапан перекрывает подачу газа.

Датчики устанавливаются в рабочей зоне. Защитная среда для датчика – защищенный контур.

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

В автоматизации ГРУ задействовано следующее оборудование:

- 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 РДУ-32/4 Ду 32;
- ПЗК КПЗ-32;
- ПСК КПС-20.

Автоматизация ГРП необходима для оперативно-диспетчерского контроля за режимом работы, распределением и поступлением газа в сети. Это повышает эффективность, надежность, а так же, безопасность эксплуатации газораспределительной системы.

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работы для поселка Снежный, Карталинского района, Челябинской области спроектированы:

- сеть среднего давления;
- сеть низкого давления;
- внутридомовой газопровод;
- газопровод в котельной.

Были рассчитаны тепловые нагрузки на систему отопления и вентиляции, горячего водоснабжения для жилых индивидуальных домов, здания администрации, детского сада и магазина. Так же, были рассчитаны расходы газа для внутридомового газопровода, сети низкого давления, котельной и сети среднего давления.

По полученным данным, был выполнен гидравлические расчеты для внутридомового газопровода, сети низкого давления, котельной и сети среднего давления. Исходя из расчетов были определены оптимальные диаметры при допустимых потерях давления.

Произведены подборы оборудования в котельную, и выполнен расчет дымовой турбы.

Для снижения давления газа со среднего до низкого, спроектирован ГРП, который снабжает газом 38 жилых индивидуальных домов, и ГРУ, которая снижает давление газа для котельной.

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99» / Госстрой России. - М.:ГУП ЦПП, 2000. 58 с.
2. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» – М.: Госстрой России, 2011. 23 с.
3. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
4. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменением N 1)
5. СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий»
6. Палей Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ – СанктПетербург: Газовый клуб, 2006, 166 с.
7. СП 62.13330.2011* (с изм. 1,2) Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002./ Госстрой России. – М.:2011 – 97 с.
8. ГОСТ Р 3265-75*
9. СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения. / М.: Москва 2001
10. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» /Госстрой России, 2008, – 172 с.
11. Каталог группы компаний «Полипластик»
12. СП 402.1325800.2018 Здания жилые. Правила проектирования систем газопотребления
13. Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. - М.: Стройиздат, 1988 – 432 с.
14. СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения»
15. СП 124.13330.2012 «тепловые сети»
16. ГОСТ Р 58121.2-2018
17. ГОСТ Р 58121.3-2018
18. ГОСТ 10704-91
19. ГОСТ 16037-80*.
20. СП 89.13330.2012 «Котельные установки»
21. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е.А. Бойко, И.С. Деринг, Т.И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 6 с.
22. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР

Лист

69

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические характеристики оборудования топочной и котельной

Рисунок А1.–Технические характеристики газового котла Navien DELUXE PLUS 13К

Рисунок А2. – Технические характеристики газовой плиты Electrolux EKG950100W

Рисунок А3. – Технические характеристики КЗЭГ 20 НД Ду20

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

Рисунок А4. – Технические характеристики ВК G-4 Ду20

Рисунок А5.–Технические характеристики ФГП-20 Ду20

Рисунок А6.– Технические характеристики КТЗ 20 Ду 20

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		71

Рисунок А7. – Технические характеристики КШИ Ду 20, 15

Рисунок А.8. – Технические характеристики газового котла BAXI POWER NT 1.450 45 кВт.

Рисунок А.9 – Технические характеристики КТЗ-32

Рисунок А.10 – Технические характеристики КЗЭГ 32 НД

Рисунок А.11 – Технические характеристики ВК G 16

Рисунок А.12 – Технические характеристики КШИ 20,32

					08.03.01.2020.541 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		72