МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

Кафедра «Санитарно-технические системы»

Выпускная квалификационная работа

Направление подготовки 08.03.01 Строительство

Профиль: Теплогазоснабжение и вентиляция

Проектирование систем газоснабжения г. Белгорода и газооборудование котельной

(тема)

Студент группы *ИБ361061* _____ *Коротков А.В.*
(подпись, дата) (фамилия, инициалы)

Руководитель проекта _____ *Солодков С.А.*
(подпись, дата) (фамилия, инициалы)

Консультанты: _____ _____
(подпись, дата) (фамилия, инициалы)

Заведующий кафедрой _____ *Ковалев Р.А.*
(подпись, дата) (фамилия, инициалы)

Тула, 2021 год

Министерство образования и науки Российской Федерации

Тульский государственный университет

Кафедра «Санитарно-технические системы»
(наименование выпускающей кафедры)

УТВЕРЖДАЮ
«___» _____20__ г.

Зав. кафедрой Ковалев Р.А.

ЗАДАНИЕ
на бакалаврскую работу

Студенту Короткову А.В. группыИБ361061

1.Тема проекта утверждена приказом по университету

от «___ » _____*20 г.* № _____
Проектирование систем газоснабжения г. Белгорода и газооборудование котельной
2. Срок представления работы к защите_____

3. Исходные данные:
Строительные чертежи объекта, расположение – г. Белгород

4. Содержание ВКР (пояснительной записки и графической части)
Введение, характеристика объекта и исходные данные для проектирования, расчет расходов газа и объема потребляемой тепловой энергии,, гидравлический расчет сетей газоснабжения, расчет и проектирование теплогенерирующей установки, выбор оборудования котельной, список использованной литературы и источников, приложения
Примерное содержание графического материала: генплан района города, схемы сетей низкого и высокого давления, чертежи котельной.

Руководитель ВКР _____ _____Солодков С.А._
(подпись) (фамилия. инициалы)

Задание получил __Коротков А.В._____ «_____»_____2020 г

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....5
Раздел 1. Общая часть.....6
1.1 Характеристика населенного пункта.....6
1.2 Источники газоснабжения и основные проектные решения по газоснабжению.....7
Раздел 2. Расходы газа районом города.....13
2.1 Определение расчетных расходов газа.....13
2.2 Определение расчетных расходов газа на коммунально-бытовые нужды14
2.2.1 Расход газа фабриками-прачечными.....14
2.2.2 Расход газа банями.....15
2.2.3 Расход газа предприятиями общественного питания.....16
2.2.4 Расчет расхода газа учреждениями здравоохранения.....17
2.2.5 Расчет годового расхода газа для хлебозаводов и пекарен.....18
2.2.6 Расчет годового расхода газа непроизводственного сектора.....18
2.3 Расход тепла на отопление, вентиляцию и централизованное горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.....19
2.3.1 Расход тепла на отопление.....19
2.3.2 Расход тепла на вентиляцию.....21
2.3.3 Расход тепла на горячее водоснабжение.....23
2.4 Часовые расходы газа.....24
2.5 Определение количества ГРП.....28
Раздел 3. Гидравлический расчет газовых сетей.....30
3.1 Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления.....30
3.1.1 Определение расходов газа.....31
3.1.2 Гидравлический расчет газопроводов низкого давления.....40
3.1.3 Гидравлическая увязка газопроводов сети низкого давления.....42

3.2 Гидравлический расчет сети высокого давления.....52
3.2.1 Расчет аварийных режимов.....53
3.2.2 Расчет потокораспределения при нормальном гидравлическом режиме работы сети высокого давления.....59
Раздел 4. Теплогенерирующие установки.....63
4.1 Характеристика объекта.....63
Расчетные тепловые нагрузки.....64
4.2 Оъёмно-планировочные и конструктивные решения.....65
4.3. Тепломеханическая часть.....67
4.4 Котельная.....67
4.5 Газоснабжение.....73
4.6 Водоподготовка.....75
4.7 Пожаротушение.....77
4.8 Энергосбережение.....77
4.9. Охрана труда и техника безопасности.....78
4.10 КИП и автоматика.....80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....85
Список литературы.....86

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ является универсальным топливом, способным удовлетворить все виды бытового, коммунального и промышленного теплопотребления и исключающим необходимость применять другие виды топлива и электричества, что в значительной мере разгружает и упрощает топливное хозяйство города с высвобождением топлива для промышленности.

Деятельность по обеспечению потребителей различного назначения природным газом носит название «газоснабжение». Системы газоснабжения представляют собой комплекс инженерных систем, включающих в себя прием газа в местах его добычи для природного газа или производство искусственного горючего газа, обработку, транспортирование, распределение с последующей подачей потребителям.

Проектирование газовых сетей базируется на обязательном использовании нормативно-технической литературы с применением современных технических устройств, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью. При проектировании сетей газопотребления поселений и промышленных предприятий приходится решать следующие вопросы: выявлять потребителей газа на газифицируемой территории и рассчитывать расходы газа для каждого из них; определять места и способы прокладки газопроводов; выбирать оборудование пунктов редуцирования газа и запорную арматуру; определять сметную стоимость строительства газопроводов и всех сооружений на них; разрабатывать мероприятия по защите газопроводов и их безопасной эксплуатации.

Раздел 1. Общая часть

1.1 Характеристика населенного пункта

Объектом проектирования является район города Белгород. Данный город расположен на юге средней полосы европейской части России. На южной окраине Среднерусской возвышенности, на берегах Белгородского водохранилища, рек Везёлки и Северский Донец.

Рельеф территории города эрозионного происхождения, представляет собой наклоненную с севера на юг всхолмленную равнину в целом приподнятую почти на 200 метров над уровнем моря. Город расположен в основном на территории двух склонов с севера и юга, спускающихся к пойме реки Везёлки в месте ее слияния с рекой Северский Донец. Склоны третьей горы в настоящее время застроены примерно на треть.

Климат Белгорода умеренно континентальный, с жарким сухим летом и изменчивой прохладной зимой. Зима умеренно-морозная, часто бывают оттепели, сопровождающиеся дождями (особенно в декабре), так же довольно часто бывают понижения температуры ниже -20 ^{0}C, которые могут продолжаться до недели и более. Лето теплое, в отдельные годы – дождливое и засушливое. Осень мягкая и дождливая.

Климатические показатели сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1

Климатические показатели района строительства по [1]

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	39

Продолжение таблицы 1.1

1	2
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-35
Температура наиболее холодной пятидневки обесп. 0,92, °С	-24
Температура воздуха обесп. 0,94, °С	-12
Продолжительность отопительного периода $z_{оп}$, сут ≤ 8°С	189
Средняя температура отопительного периода $t_{оп}$, 0С ≤ 8°С	-1,8
Средняя температура января, °С	-6,6
Средняя температура июля, °С	20,1

1.2 Источники газоснабжения и основные проектные решения по газоснабжению

Газовым топливом называются смеси газов (горючих и негорючих), которые в результате своего химического состава и сродства к кислороду подвергаются быстрому окислению в виде реакции горения с выделением большого количества энергии и резким ростом температуры.

Для газоснабжения города используется газ чистого газового месторождения – «Щебелинка-Брянск-Москва», состав которого соответствует [2]. Состав газа по данным лаборатории «Белгородоблгаз» приводится в таблице 1.2

Таблица 1.2

Химический состав газообразного топлива в % по объему

Состав газа	Количество % по объему
1	2
Метан CH_4	94,1
Этан C_2H_6	3,1
Пропан C_3H_8	0,6
Изобутан C_4H_{10}	0,2
Н-бутан C_4H_{10}	0,8
Диоксид углерода CO_2	0
Азот N_2	1,2

При известном составе газообразного топлива теплофизические характеристики его определяются по свойствам простых газов – компонентов смеси. Расчет ведем по [3, 4].

Плотность газа при температуре $t = 0$ ℃ и $P = 101{,}3$ кПа посчитаем по общепринятой формуле

$$\rho = 0{,}01 \cdot \sum \rho_i \cdot r_i \qquad (1.1)$$

где ρ_i – плотность компонента газовой смеси, кг/м^3;

r_i – процентное содержание компонента в смеси, %.

$$\rho = 0{,}01 \cdot (94{,}1 \cdot 0{,}7168 + 3{,}1 \cdot 1{,}3566 + 0{,}6 \cdot 2{,}019 + 0{,}2 \cdot 2{,}703 + 0{,}8 \cdot 2{,}668 + 0 \cdot 1{,}9768 + 1{,}2 \cdot 1{,}2505) = 0{,}77 \text{ кг/м}^3$$

Низшую теплоту сгорания газа определяем по формуле

$$Q_н^р = Q_н^с \cdot k \qquad (1.2)$$

где $Q_н^р$ – низшая теплота сгорания газа, в пересчете на рабочую массу топлива кДж/м^3;

$Q_н^с$ – низшая теплота сгорания газа в пересчете на сухую массу топлива, кДж/м^3;

k – коэффициент, учитывающий влагосодержание газа и определяемый по формуле

$$k = \frac{0,804}{0,804+d_г} \quad (1.3)$$

где $d_г$ – влагосодержание газа, зависящее от температуры, выражаемое в кг на 1 м^3 газа в интервале 0,005 – 0,008 кг/м^3.

Низшая теплота сгорания газообразного топлива на сухую массу определяется по формуле

$$Q_н^с = 0,01 \cdot \sum (Q_{нi}^с \cdot r_i) \quad (1.4)$$

где $Q_{нi}^с$ – низшая теплота сгорания i-го компонента газа, кДж/м^3;

r_i – объемная доля i-го компонента газа, %.

$Q_н^с = 0,01 \cdot \sum (35840 \cdot 94,1 + 63730 \cdot 3,1 + 93370 \cdot 0,6 + 123770 \cdot 0,2 + 121840 \cdot 0,8) =$ 37484 кДж/м^3

$$k = \frac{0,804}{0,804 + 0,0065} = 0,992$$

$$Q_н^р = 37484 \cdot 0,992 = 37184 \text{ кДж/м}^3$$

Высшая теплота сгорания газообразного топлива на сухую массу определяется по формуле

$$Q_в^с = 0,01 \cdot \sum (Q_{вi}^с \cdot r_i) \quad (1.5)$$

где $Q_{вi}^с$ – низшая теплота сгорания i-го компонента газа, кДж/м^3;

r_i – объемная доля i-го компонента газа, %.

$Q_в^с = 0,01 \cdot \sum (39860 \cdot 94,1 + 70420 \cdot 3,1 + 101740 \cdot 0,6 + 133980 \cdot 0,2 + 131890 \cdot 0,8) =$ 41625 кДж/м^3

$$Q_в^р = 41625 \cdot 0,992 = 41292 \text{ кДж/м}^3$$

Относительная плотность

$$S^с = \frac{\rho_г}{\rho_в} \quad (1.6)$$

где $\rho_в$ – плотность воздуха, кг/м^3.

$$S^{c} = \frac{0,77}{1,293} = 0,596$$

В соответствии с проектом предусматривается использование газа всеми потребителями. Потребление газа населением будет зависеть от этажности застройки района проживания и решения вопросов снабжения теплом и горячей водой данных районов.

I район: многоэтажная застройка (6-8 этажей)

- ОиВ – 100% от ТЭЦ;
- ГВ – 100% централизовано.

II район: малоэтажная застройка (3-4 этажа)

- ОиВ – 100% от ТЭЦ;
- ГВ – 25% от ЦГВ и 75% от водонагревателей.

III район: усадебная застройка (1-2 этажа)

- ОиВ – 25% от АОГВ-11,3 и 75% от печей периодического действия;
- ГВ – отсутствует.

Обобщённые данные сводим в таблицу 1.3.

Таблица 1.3

Данные по снабжению потребителям теплом и горячей водой

Район / Данный	I	II	III
ОиВ	от ТЭЦ	от ТЭЦ	АОГВ – 25% Печи – 75%
ГВ	ЦГВ	ВПГ – 75% ЦГВ – 25%	-

В I-м районе газ потребляется только на приготовление пищи в жилых домах и для газифицированного комбыта.

Во II-м районе газ используется на приготовление пищи и местные водонагреватели горячего водоснабжения.

В III-м районе газ потребляется на местное отопление, приготовление пищи.

Число жителей по районам находим по общепринятой формуле

$$N = F \cdot a \qquad (1.6)$$

где F – суммарная площадь квартала, м^2;

a – плотность населения, чел/га.

Плотность населения принята по [5] для 1-2 этажной усадебной застройки $a = 70$ чел/га, для 3-4 этажной застройки – 230 чел/га, для 6-8 этажной застройки – 350 чел/га. Результаты расчета сводим в таблицу 1.4.

Таблица 1.4

Данные о численности населения и площади кварталов

№ квартала	Площадь квартала, га	Норма застройки, чел/га	Количество жителей в квартале, чел	Примечание
1	2	3	4	5
Район 1				
13	14,67	350	5135	6-8 эт., b=350 чел/га
16	8,72	350	3052	6-8 эт., b=350 чел/га
17	8,72	350	3052	6-8 эт., b=350 чел/га
18	6,2	350	2170	6-8 эт., b=350 чел/га
26	7,16	350	2506	6-8 эт., b=350 чел/га
27	9,17	350	3210	6-8 эт., b=350 чел/га
28	6,66	350	2331	6-8 эт., b=350 чел/га
36	5,235	350	1833	6-8 эт., b=350 чел/га
37	7,975	350	2792	6-8 эт., b=350 чел/га
38	9,52	350	3332	6-8 эт., b=350 чел/га
39	8,85	350	3098	6-8 эт., b=350 чел/га
46	8,765	350	3068	6-8 эт., b=350 чел/га
Всего по району 1			**35579**	
Район 2				
1	5,28	230	1215	2-4 эт., b=230 чел/га
2	6,815	230	1568	2-4 эт., b=230 чел/га
3	47,715	230	10975	2-4 эт., b=230 чел/га
4	6,675	230	1536	2-4 эт., b=230 чел/га
5	5,605	230	1290	2-4 эт., b=230 чел/га
6	5,715	230	1315	2-4 эт., b=230 чел/га
7	5,315	230	1223	2-4 эт., b=230 чел/га

8	39,245	230	9027	2-4 эт., b=230 чел/га
9	6,93	230	1594	2-4 эт., b=230 чел/га
10	10,685	230	2458	2-4 эт., b=230 чел/га
11	2,65	230	610	2-4 эт., b=230 чел/га

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5
12	3,785	230	871	2-4 эт., b=230 чел/га
20	3,68	230	847	2-4 эт., b=230 чел/га
21	4,945	230	1138	2-4 эт., b=230 чел/га
22	2,665	230	613	2-4 эт., b=230 чел/га
31	2,41	230	555	2-4 эт., b=230 чел/га
33	3,375	230	777	2-4 эт., b=230 чел/га
40	5,59	230	1286	2-4 эт., b=230 чел/га
42	3,37	230	776	2-4 эт., b=230 чел/га
43	3,095	230	712	2-4 эт., b=230 чел/га
44	11,215	230	2580	2-4 эт., b=230 чел/га
51	8,73	230	2008	2-4 эт., b=230 чел/га
52	11,9	230	2737	2-4 эт., b=230 чел/га
54	14,755	230	3394	2-4 эт., b=230 чел/га
57	7,08	230	1629	2-4 эт., b=230 чел/га
58	9,11	230	2096	2-4 эт., b=230 чел/га
59	4,155	230	956	2-4 эт., b=230 чел/га
60	7,715	230	1775	2-4 эт., b=230 чел/га
Всего по району 2			**57561**	
Район 3				
14	5,195	70	364	1-2 эт., b=70 чел/га
15	9,58	70	671	1-2 эт., b=70 чел/га
19	2,86	70	201	1-2 эт., b=70 чел/га
23	4,015	70	282	1-2 эт., b=70 чел/га
24	2,135	70	150	1-2 эт., b=70 чел/га
25	4,795	70	336	1-2 эт., b=70 чел/га
29	8,075	70	566	1-2 эт., b=70 чел/га
30	4,615	70	324	1-2 эт., b=70 чел/га
32	4,955	70	347	1-2 эт., b=70 чел/га
34	8,325	70	583	1-2 эт., b=70 чел/га
35	9,01	70	631	1-2 эт., b=70 чел/га
41	9,6	70	672	1-2 эт., b=70 чел/га
45	6,075	70	426	1-2 эт., b=70 чел/га
47	19,345	70	1355	1-2 эт., b=70 чел/га
48	9,765	70	684	1-2 эт., b=70 чел/га
49	8,995	70	630	1-2 эт., b=70 чел/га
50	16,17	70	1132	1-2 эт., b=70 чел/га
53	16,445	70	1152	1-2 эт., b=70 чел/га
55	8,605	70	603	1-2 эт., b=70 чел/га
56	8,92	70	625	1-2 эт., b=70 чел/га
Всего по району 3			**11734**	
Общее количество населения			**104874**	-

Раздел 2. Расходы газа районом города

2.1 Определение расчетных расходов газа

Годовое потребление газ городом является основой для составления проекта газоснабжения. Все виды потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

- Бытовое потребление (потребление газа в квартирах)
- Потребление в коммунальных и общественных предприятиях
- Потребление на отопление и вентиляцию зданий
- Промышленное потребление

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависит от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждений и предприятий, степени обслуживания населения этими учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

Расчетный расход газа определяется по годовым нормам.

Охват газоснабжением квартир для большинства городов близок к единице. Однако при наличии старого жилищного фонда, который нельзя газифицировать, или наоборот, при наличии высоких зданий, оборудованных электроплитами, степень охвата газом квартир будет меньше единицы. Годовой расход газа на приготовление пищи существенно зависит от системы горячего водоснабжения зданий.

Общее годовое потребление газа в квартирах города определяется выражением:

$$Q_{ж.д} = y \cdot N \cdot (q_1 \cdot x_1 + q_2 \cdot x_2 + q_3 \cdot x_3) \quad (2.1)$$

где y – степень охвата газоснабжением квартир;

N – число жителей в населенном пункте, чел;

q_1 – норма расхода теплоты на 1 чел. в год в квартире с газовой плитой и централизованным горячим водоснабжением, МДж;

q_2 – норма расхода теплоты на 1 чел. в год в квартире с газовой плитой и газовым нагревателем, МДж;

q_3 – норма расхода теплоты на 1 чел. в год при наличии в квартире газовой плиты и без централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя, МДж;

Нормы расхода теплоты принимаем по [6].

По I-му району многоэтажной застройки для условий ЦГВ и централизованного ОиВ имеем:

$Q^1_{быт} = 1 \cdot 35579 \cdot 4100 \cdot 1 = 145873900$ МДж/год

По II-му району для условий 50% ЦГВ и 50% ВПГ и централизованного ОиВ

$Q^2_{быт} = 1 \cdot 57561 \cdot (4100 \cdot 0{,}5 + 10000 \cdot 0{,}5) = 405805050$ МДж/год

По III-му району для условий отсутствия ГВ и ЦГВ

$Q^3_{быт} = 1 \cdot 11734 \cdot 6000 \cdot 1 = 70404000$ МДж/год

$Q_{быт} = 145873900 + 405805050 + 70404000 = 622082950$ МДж/год

2.2 Определение расчетных расходов газа на коммунально-бытовые нужды

Точный расчёт расхода газа сложен, поэтому потребление газа определяют по усреднённым нормам, полученным на основании статистических данных и рекомендаций [7].

2.2.1 Расход газа фабриками-прачечными

При расчете потребления газа этими предприятиями учитывают расход газа на одну стирку белья. Норма расхода теплоты на стирку белья отнесена к 1 т сухого белья, поэтому для расчета газа на стирку белья следует определить количество белья стираемого в прачечных в течении года. Тогда годовой расход на прачечные составит

$$Q_{ПР} = N \cdot Y \cdot \frac{100}{1000} \cdot Z \cdot q_{ПР} \qquad (2.2)$$

где 100 кг на 1 жителя в год;

N – число жителей, чел;

Z – степень охвата населения прачечными, принимается в пределах $0 \leq Z \leq 1$, принимаем $Z = 0{,}4$.

Y – охват газоснабжением прачечных, $Y = 0{,}95$.

$q_{ПР}$ – норма расхода теплоты в механизированных прачечных на стирку 1 т сухого белья, МДж.

Район I

$$Q_{ПР} = 35579 \cdot 0{,}95 \cdot \frac{100}{1000} \cdot 0{,}4 \cdot 8800 = 11897618 \text{ МДж/год}$$

Район II

$$Q_{ПР} = 57561 \cdot 0{,}95 \cdot \frac{100}{1000} \cdot 0{,}4 \cdot 8800 = 19248398 \text{ МДж/год}$$

Район III

$$Q_{ПР} = 11734 \cdot 0{,}95 \cdot \frac{100}{1000} \cdot 0{,}4 \cdot 8800 = 3923850 \text{ МДж/год}$$

Итого по району

$$Q_{пр}^{общ} = 11897618 + 19248398 + 3923850 = 35069866 \text{ МДж/год}$$

2.2.2 Расход газа банями

При определении количества помывок в банях можно исходить из расчета 52 помывки в год на одного человека. Тогда годовой расход теплоты банями определяется по формуле

$$Q_б = 52 \cdot Y \cdot Z \cdot N \cdot q_б, \text{ МДж/год} \qquad (2.3)$$

где 52 – число недель в году;

N – количество жителей, чел;

Y – охват бань газоснабжением. Принято, что 95% бань работают на газе;

Z – охват обслуживанием бань населения. Принято 0,5;

$q_б$ – норма расхода теплоты в банях на одну помывку, равная 50 МДж.

Район I

$Q_б = 52 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}95 \cdot 35579 \cdot 50 = 43940065$ МДж/год

Район II

$Q_б = 52 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}95 \cdot 57561 \cdot 50 = 71087835$ МДж/год

Район III

$Q_б = 52 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}95 \cdot 11734 \cdot 50 = 14491490$ МДж/год

Итого по району

$Q_б^{общее} = 843940065 + 71087835 + 14491490 = 129519390$ МДж/год

2.2.3 Расход газа предприятиями общественного питания

При расчете годового расхода газа на столовые учитывают их среднюю загрузку. Считая, что каждый человек, регулярно пользующийся столовыми и ресторанами, потребляет в день примерно один обед и ужин (завтрак). Следовательно, общее количество газа, потребляемого предприятиями общественного питания города, находится по формуле

$$Q_{ПОП} = Z \cdot Y \cdot N \cdot 360 \cdot (q_{обед} + q_{\frac{ужин}{завтрак}}) \quad (2.4)$$

где 360 – дней в году, 5 отводится на ремонт;

N – число жителей;

Y – охват газоснабжением предприятий общественного питания.

Принято 0,95;

Z – охват обслуживанием населения предприятиями общественного питания (произвольно от 0,1 до 1);

$q_{обед}$ – норма расхода теплоты на один обед, МДж;

$q_{ужин}$ – норма расхода теплоты на один ужин/завтрак, МДж.

Район I

$Q_{ПОП} = 0{,}3 \cdot 0{,}95 \cdot 35579 \cdot 360 \cdot (4{,}2 + 2{,}1) = 22997554$ МДж/год

Район II

$Q_{ПОП} = 0{,}3 \cdot 0{,}95 \cdot 57561 \cdot 360 \cdot (4{,}2 + 2{,}1) = 37206279$ МДж/год

Район III

$Q_{ПОП} = 0{,}3 \cdot 0{,}95 \cdot 11734 \cdot 360 \cdot (4{,}2 + 2{,}1) = 7584623$ МДж/год

Итого по району

$Q_{ПОП} = 22997554 + 37206279 + 7584623 = 67788456$ МДж/год

2.2.4 Расчет расхода газа учреждениями здравоохранения

При расчете потребления газа в больницах следует учитывать, что их общая вместимость определяется из расчета 12 коек на 1000 жителей. Необходимо учитывать возможность работы столовых больниц на электрооборудовании, наличие централизованного теплоснабжения, возможность использования твердого и жидкого топлива для котельных и больниц. Тогда общий расход газа больницами города будет равен

$$Q_{у.з} = \frac{12}{1000} \cdot Y \cdot N \cdot q_{у.з.} \quad (2.5)$$

где N – число жителей;

Y – охват больниц газоснабжением;

$q_{у.з.}$ – норма расхода теплоты больницами на приготовление пищи и горячей воды, МДж.

$$q_{у.з.} = q_{п.п} + q_{гв} \quad (2.6)$$

где $q_{п.п}$ – норма расхода теплоты больницами на приготовление пищи, МДж;

$q_{гв}$ – норма расхода теплоты больницами на приготовление горячей воды, для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур, МДж.

$q_{у.з.} = 3200 + 9200 = 12400$ МДж

Район I

$Q_{у.з} = \frac{12}{1000} \cdot 0{,}95 \cdot 35579 \cdot 12400 = 5029447$ МДж/год

Район II

$Q_{\text{у.з}} = \frac{12}{1000} \cdot 0{,}95 \cdot 57561 \cdot 12400 = 8136823$ МДж/год

Район III

$Q_{\text{у.з}} = \frac{12}{1000} \cdot 0{,}95 \cdot 11734 \cdot 12400 = 1658718$ МДж/год

Итого по району

$Q_{\text{у.з.}}^{\text{общ}} = 5029447 + 8136823 + 1658718 = 14824988$ МДж/год

2.2.5 Расчет годового расхода газа для хлебозаводов и пекарен

Расчет годового расхода теплоты ведут в расчете, что объем суточной выпечки на жителя составляет 0,6-0,8 кг. Общий расход газа на хлебозаводы будет

$$Q_{\text{х.л}} = \frac{0{,}6...0{,}8}{1000} \cdot 365 \cdot Y \cdot N \cdot q_{\text{х.л}} \quad (2.7)$$

где N – число жителей;

Y – охват газоснабжением хлебозаводов и пекарен;

$q_{\text{х.л}}$ – норма расхода теплоты хлебозаводами, МДж/т.

Район I

$Q_{\text{х.л}} = \frac{0{,}7}{1000} \cdot 365 \cdot 0{,}95 \cdot 35579 \cdot 5450 = 47065725$ МДж/год

Район II

$Q_{\text{х.л}} = \frac{0{,}7}{1000} \cdot 365 \cdot 0{,}95 \cdot 57561 \cdot 5450 = 76144641$ МДж/год

Район III

$Q_{\text{х.л}} = \frac{0{,}7}{1000} \cdot 365 \cdot 0{,}95 \cdot 11734 \cdot 5450 = 15522337$ МДж/год

Итого по району

$Q_{\text{х.л}}^{\text{общ}} = 47065725 + 76144641 + 15522337 = 138732703$ МДж/год

2.2.6 Расчет годового расхода газа непроизводственного сектора

Годовое потребление газа на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслуживания : ателье, мастерские, парикмахерские, магазины и др. принимается в размере 5% от годового расхода газа на жилые дома.

$$Q_{\text{не произв.}} = 0{,}05 \cdot Q_{\text{быт}} \quad (2.8)$$

Район I

$Q_{\text{не произв.}} = 0{,}05 \cdot 145873900 = 7293695$ МДж/год

Район II

$Q_{\text{не произв.}} = 0{,}05 \cdot 405805050 = 20290253$ МДж/год

Район III

$Q_{\text{не произв.}} = 0{,}05 \cdot 70404000 = 3520200$ МДж/год

Итого по району

$Q^{\text{общее}}_{\text{не произв.}} = 7293695 + 20290253 + 3520200 = 31104148$ МДж/год

2.3 Расход тепла на отопление, вентиляцию и централизованное горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

Расход газа на нужды теплоснабжения зависит главным образом от температуры наружного воздуха, количества и типа отапливаемых зданий и определяется тепловыми нагрузками, рассчитанными по методике, приведённой в [4].

2.3.1 Расход тепла на отопление

Определение максимальной величины теплового потока на отопление:

$$Q_o^{max} = A \cdot q_0 \cdot (1 + k_l), \text{ Вт} \quad (2.9)$$

где A – общая площадь жилых зданий, м^2;

$$A = N \cdot f \quad (2.10)$$

f – норма жилой площади на человека, принимается равной 18 м^2/чел;

N – количество жителей, чел.

q_0 – удельный тепловой поток на отопление 1 м^2;

k_l – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных принимается 0,25.

Принимаем по прил. В [8], укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий, в зависимости от расчетной наружной температуры наиболее холодной пятидневки, для заданного района строительства и постройки после 2000 г.

Таблица 2.1

Укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий по [8]

t_o	Этажность.		
	1 ÷ 2	3 ÷ 4	более 5
–24 ^{0}C	q_o=171,6 Вт/м^2	q_o=95,8 Вт/м^2	q_o=79,4 Вт/м^2

Район I

$$Q_0^{max} = 35579 \cdot 18 \cdot 79{,}4 \cdot (1 + 0{,}25) = 63561884 \text{ Вт}$$

Район II

$$Q_0^{max} = 57561 \cdot 18 \cdot 95{,}8 \cdot (1 + 0{,}25) = 124072736 \text{ Вт}$$

Район №3. В данном районе с одноэтажной застройкой общественные здания отсутствуют. $k_l = 0$

$$Q_0^{max} = 11734 \cdot 18 \cdot 171{,}6 \cdot (1 + 0) = 45304974 \text{ Вт}$$

Общий

$$Q_0^{max} = 63561884 + 124072736 + 45304974 = 232939593 \text{ Вт}$$

Определение средней величины теплового потока на отопление

$$Q_o^{ср} = Q_0^{max} \cdot \frac{t_в - t_{ср.о}}{t_в - t_{р.о}} \qquad (2.11)$$

где $t_в$ – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, ^{0}C;

$t_{р.о}$ – температура наружного воздуха расчетная для проектирования системы отопления, ^{0}C;

$t_{ср.о}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, ^{0}C.

Район I

$$Q_o^{ср} = 63561884 \cdot \frac{20 - (-1{,}8)}{20 - (-24)} = 31492024 \text{ Вт}$$

Район II

$$Q_o^{ср} = 124072736 \cdot \frac{20 - (-1{,}8)}{20 - (-24)} = 61472401 \text{ Вт}$$

Район III

$Q_{о}^{ср} = 45304974 \cdot \frac{20-(-1,8)}{20-(-24)} = 22446555$ Вт

Итого по району

$Q_{0}^{max} = 31492024 + 61472401 + 22446555 = 115410980$ Вт

Годовой расход тепла на отопление

$$Q_{о}^{год} = \frac{24 \cdot Q_{о}^{ср} \cdot n}{Q_{н}^{р} \cdot \eta \cdot 1,163}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (2.12)$$

где n – продолжительность отопительного периода, сут;

η – КПД отопительной системы;

$Q_{н}^{р}$ – низшая теплота сгорания газа, ккал/м^3.

$$Q_{н}^{р} = 37184 \text{ кДж/м}^3 = 8887 \text{ ккал/м}^3$$

Район I

$Q_{о}^{год} = \frac{24 \cdot 31492024 \cdot 189}{8887 \cdot 0,85 \cdot 1,163} = 16259972$ м^3/год

Район II

$Q_{о}^{год} = \frac{24 \cdot 61472401 \cdot 189}{8887 \cdot 0,85 \cdot 1,163} = 31739450$ м^3/год

Район III

$Q_{о}^{год} = \frac{24 \cdot 22446555 \cdot 189}{8887 \cdot 0,85 \cdot 1,163} = 11589613$ м^3/год

Общий

$Q_{о}^{год} = 16259972 + 31739450 + 11589613 = 59589035$ м^3/год

Расход газа на децентрализованное отопление жилых зданий по району III

от печей периодического действия $Q_{о}^{год} = 11589613 \cdot 0,5 = 5794806$ м^3/год

от мелких установок непрерывного действия $Q_{о}^{год} = 11589613 \cdot 0,5 = 5794806$ м^3/год

2.3.2 Расход тепла на вентиляцию

Определение максимальной величины теплового потока на вентиляцию

$$Q_{в}^{max} = A \cdot q_0 \cdot k_1 \cdot k_2, \text{ Вт} \quad (2.13)$$

где A – жилая площадь зданий, м^2;

q_0 – удельный тепловой поток на отопление 1 м ^{2}, Вт;

k_1 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных принимается равным 0,25.

k_2 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, при отсутствии данных принимать равным 0,4.

Район I

$Q_{в}^{max} = 35579 \cdot 18 \cdot 79{,}4 \cdot 0{,}25 \cdot 0{,}4 = 5084951$ Вт

Район II

$Q_{в}^{max} = 57561 \cdot 18 \cdot 95{,}8 \cdot 0{,}25 \cdot 0{,}4 = 9925819$ Вт

В районе №3 одноэтажная застройка – вентиляция отсутствует

$Q_{в}^{max} = 5084951 + 9925819 = 15010770$ Вт

Определение средней величины теплового потока на вентиляцию

$$Q_{в}^{ср} = Q_{в}^{max} \frac{t_{в} - t_{ср.о}}{t_{в} - t_{р.в}} \qquad (2.14)$$

где $t_{в}$ – температура внутреннего воздуха отапливаемого помещения, ^{0}С;

$t_{р.в}$ – температура наружного воздуха расчетная для проектирования вентиляции, ^{0}С;

$t_{ср.о}$ – температура наружного воздуха средняя за отопительный период, ^{0}С.

Район I

$Q_{в}^{ср} = 5084951 \cdot \frac{20-(-1{,}8)}{20-(-12)} = 3464123$ Вт

Район II

$Q_{в}^{ср} = 9925819 \cdot \frac{20-(-1{,}8)}{20-(-12)} = 6761964$ Вт

Итого по району

$Q_{в}^{ср} = 3464123 + 6761964 = 10226087$ Вт

Годовой расход тепла на вентиляцию

$$Q_{в}^{год} = \frac{Z \cdot Q_{в}^{ср} \cdot n}{Q_{н}^{р} \cdot \eta \cdot 1{,}163}, \text{ м}^3/\text{год} \qquad (2.15)$$

где Z= 16 – время работы системы вентиляции в течение суток, ч;

n – продолжительность отопительного периода, сут;

η – КПД отопительной системы.

Район I

$$Q_{в}^{год} = \frac{16 \cdot 3464123 \cdot 189}{8887 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}163} = 1192398 \text{ м}^3/\text{год}$$

Район II

$$Q_{в}^{год} = \frac{16 \cdot 6761964 \cdot 189}{8887 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}163} = 2327560 \text{ м}^3/\text{год}$$

Итого

$$Q_{в}^{год} = 1192398 + 2327560 = 3519958 \text{ м}^3/\text{год}$$

2.3.3 Расход тепла на горячее водоснабжение

$$Q_{гв}^{ср} = \frac{m \cdot (a+b) \cdot (55 - t_c)}{3{,}6 \cdot 24} \cdot c \qquad (2.16)$$

где m – число жителей, чел;

a = 105 л/сут – суточная норма расхода горячей воды на одного человека в жилом здании;

b = 25 л/сут суточная норма расхода горячей воды на одного человека в общественном здании;

55 ^{0}C – температура горячей воды;

t_c = 5 ^{0}C – температура водопроводной воды;

c = 4,187 кДж/кг^{0}C – теплоемкость воды;

Район I

$$Q_{гв}^{ср} = \frac{35579 \cdot (105+25) \cdot (55-5)}{3{,}6 \cdot 24} \cdot 4{,}187 = 11207179 \text{ Вт}$$

Район II

$$Q_{гв}^{ср} = \frac{57561 \cdot (105+25) \cdot (55-5)}{3{,}6 \cdot 24} \cdot 4{,}187 = 18131382 \text{ Вт}$$

Итого по району

$$Q_{гв}^{ср} = 11207179 + 18131382 = 29338561 \text{ Вт}$$

В районе №3 горячее водоснабжение отсутствует.

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение

$$Q^{гв}_{год} = \frac{24 \cdot Q^{ср}_{гв} \cdot 350}{Q^{р}_{н} \cdot \eta \cdot 1{,}163}, \text{ м}^3/\text{год}$$

где η – КПД отопительной системы, принимаем $\eta = 0{,}85$.

Район I

$$Q^{гв}_{год} = \frac{24 \cdot 11207179 \cdot 350}{8887 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}163} = 10715730 \text{ м}^3/\text{год}$$

Район II

$$Q^{гв}_{год} = \frac{24 \cdot 18131382 \cdot 350}{8887 \cdot 0{,}85 \cdot 1{,}163} = 17336298 \text{ м}^3/\text{год}$$

Итого по району

$$Q^{гв}_{год} = 10715730 + 17336298 = 28052028 \text{ м}^3/\text{год}$$

2.4 Часовые расходы газа

Расчетной величиной для определения диаметров газопровода являются максимальные часовые расходы газа, определяемые исходя из годового расхода газа и числа часов использования максимума каждой категории потребителей.

Расчетный расход газа городом определяется по районам по формуле

$$Q_р = \frac{\Sigma Q_{год}}{Q^{р}_{н}} \cdot K^{h}_{max} \qquad (2.17)$$

где $\Sigma Q_{год}$ – суммарный годовой расход теплоты, кДж;

$Q^{р}_{н}$ – низшая теплота сгорания газа;

K^{h}_{max} - коэффициент часового максимума, принимается по прил.2 [4].

Коэффициент часового максимума определяется в зависимости от количества жителей интерполяцией.

Удельный максимальный часовой расход газа м^3/(ч·чел) определяется по формуле

$$Q^{max}_{уд} = \frac{Q_р}{N} \qquad (2.18)$$

где $Q_р$ – максимальный часовой расход газа, м^3/ч;

N – количество жителей в районе города, чел.

$$m_{ов} = z \cdot n_0 \cdot \frac{t_в - t_{со}}{t_в - t_{ро}} \quad (2.19)$$

где z – число часов работы системы в сутки, час;

$t_в$ – температура внутреннего воздуха отапливаемого помещения, ^{0}С;

$t_{со}$ – температура наружного воздуха средняя за отопительный период, ^{0}С;

$t_{ро}$ – температура наружного воздуха для проектирования системы отопл., ^{0}С.

Для отопления

$$m_{ов} = 24 \cdot 189 \cdot \frac{20 - (-1{,}8)}{20 - (-24)} = 2447$$

Для вентиляции

$$m_{ов} = 16 \cdot 189 \cdot \frac{20 - (-1{,}8)}{20 - (-24)} = 3090$$

Число часов максимума использования нагрузки в течение года определяется по формуле

$$m_{гв} = 24 \cdot (n_0 + (350 - n_0) \cdot \frac{55 - t_{х.л}}{55 - t_{х.з}} \cdot \beta \quad (2.20)$$

где $t_{х.л}$ – температура холодной водопроводной воды летом, ^{0}С;

$t_{х.з}$ – температура холодной водопроводной воды зимой, ^{0}С.

β – коэффициент учета снижения потребления горячей воды для курортных и промышленных 1,5, для остальных 0,8.

$$m_{гв} = 24 \cdot (189 + (350 - 189) \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 1{,}5 = 9173$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Расчетные расходы газа районом города

Годовые и максимальные часовые расходы газа городом									
Характер потребления газа	Годовые расходы газа по районам, м3/год			Число часов использования максимума			Максимальные часовые расходы газа по районам, м3/ч		
	I район	Il район	III район	I район	Il район	III район	I район	Il район	III район
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Потребители низкого давления (равномерно распределенные потребители):									
Жилые дома	3923029	10913432	1893395	2456	2676	2217	1597	4078	854
Мелкие предприятия (5% от потребления жилых домов)	196 151	545 672	94 670	2456	2676	2217	80	204	43
Предприятия общественного питания	618 480	1 000 599	203 975	2000			309	500	102
Больницы	135 258	218 826	44 608	2500	2500	2500	54	88	18
Отопление жилых зданий района № 3									
печи периодического действия	-	-	5 794 806	-	-	2 247	-	-	2578

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
установки непрерывно действия	-	-	5 794 807	-	-	2 247	-	-	2578
Всего:	4 872 918	12 678 529	13 826 262	-	-	-	2 040	4 870	6 173
Удельный мак. Час. расход газа	-	-	-	-	-	-	0,0573	0,0846	0,5261
2. Потребители высокого (среднего) давления									
Газа (сосредоточенные потребители):									
Прачечные	319 966	517 653	105 525	2900			110	179	36
Бани	1 181 693	1 911 786	389 724	2700			438	708	144
Хлебозаводы (хлебопекарни)	1 265 752	2 047 780	417 447	6000			211	341	70
Отопление жилых и общественных зданий в районах № 1 и № 2	16 259 972	31 739 450	-	2247	2247	-	7235,1	14123	-
Вентиляция жилых и общественных зданий в районах № 1 и № 2	1 192 398	2 327 560	-	3090	3090	-	386	753	-
Централизованное горячее водоснабжение района № 1 и № 2	10 715 730	17 336 298	-	9173	9173	-	1168	1890	-
Промпредприятия	350 000	580 000	155000	2700	5900	5700	130	98	27
Всего:	30 935 511	55 880 526	912 696				9 548	17 994	250
ИТОГО:	36 158 429	69 139 055	14 893 957				11 718	22 962	6 450

Нагрузка на ГРС	**41130**

2.5 Определение количества ГРП

Распределительные газопроводы низкого давления питаются от одного или нескольких газорегуляторных пунктов (ГРП). Сетевые ГРП предназначены для снижения давления газа с высокого или среднего до низкого ($Р_{изб.}$ = 3 КПа) и поддержание его на заданном уровне независимо от колебаний расхода газа.

Количество ГРП должно определятся технико-экономическим расчетом, при этом должны приниматься во внимание издержки на строительство газопроводов-подводов высокого давления $К_в$, сетевых ГРП, $К_г$ и сетей низкого давления $К_н$.

При известном расчетном расходе газообразного топлива города определяется количество ГРП, исходя из оптимального радиуса действия ($R_{опт}$ = 800-1000м) и оптимальной производительности ($Q_{опт}$ =1500…2000 м^3/час) по формуле из [9]:

$$n = \frac{Q_р}{Q_{опт}} \quad (2.21)$$

$$n = \frac{F}{2 \cdot R_{опт}^2} \quad (2.22)$$

где n - количество ГРП, шт.;

$Q_р$ – расчетный расход газа районом города, м^3/час;

R – радиус действия ГРП R = 800-1000 м (для сети низкого давления)

$Q_{оптт}$ =1500…2000 м^3/час – оптимальная производительность ГРП;

F – газифицируемая площадь, включая площадь проездов.

Район I

$$n = \frac{2040}{2000} = 1$$

$$n = \frac{1016450}{2 \cdot 800^2} = 0{,}79$$

Конструктивно принимаем 1 ГРП.

Район II

$$n = \frac{4870}{2000} = 2{,}4$$

$$n = \frac{2502050}{2 \cdot 800^2} = 1{,}95$$

Конструктивно принимаем 2 ГРП.

Район III

$$n = \frac{6173}{2000} = 3{,}0$$

$$n = \frac{1674800}{2 \cdot 800^2} = 1{,}0$$

Конструктивно принимаем 2 ГРП.

После расчета числа ГРП по районам размещаем их в сети низкого давления и производим гидравлический расчет.

Раздел 3. Гидравлический расчет газовых сетей

Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов низкого, среднего или высокого давлений должны назначаться из условий создания при максимально допустимых перепадах давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивую работу ГРП, ГРУ, а также газогорелочных устройств потребителей в допускаемых диапазонных давлений.

Задача гидравлического расчета – определение требуемых диаметров газопроводов для транспортировки заданного количества газа Q на расстояние при перепаде начального и конечного давления газа ΔP на участке. Расчеты ведем по методикам, изложенным в [4,10].

3.1 Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления

Городские сети низкого давления, распределяющие газ по всей территории застройки к бытовым и мелким коммунальным предприятиям, представляют собой сложную по конфигурации систему сопряженных колец, которые получают газ от нескольких ГРП и снабжают газом многочисленные ответвления на кварталы и отводы к отдельным зданиям.

При расчете такую сеть разбивают на отдельные районы по количеству точек питания (ГРП), и сеть каждого района рассчитывают отдельно. Расчет сети производится в две стадии. Вначале рассчитывают распределительную (уличную) сеть, затем внутриквартальную разводку.

Задача проектировщика заключается в том, чтобы выбрать наилучший вариант движения потоков газа и так подобрать диаметры сети, чтобы добиться намеченного распределения потоков.

Направления движения потоков газа выбирают так, чтобы газ от точки питания подавался: ко всем потребителям по кратчайшему пути. При этом диаметры сети будут наименьшими. Направления движения газа выбираются, начиная от точки питания к периферии. При таком порядке

выбора легче избежать возможности ошибок. В результате выявляются нулевые точки – конечные точки встречи потоков газа, идущих по разным направлениям.

Пути движения транзитных потоков газа выбирают так, чтобы, соблюдая первое условие, одновременно добиваться как можно более равномерного распределения потоков газа по всем направлениям. На расчетной схеме показывают «отсечки» – точки, через которые транзитные расходы газа не проходят. Необходимо также учитывать возможность увязки сети. При расчете каждой такой сети вначале рассчитываются самые длинные направления от ГРП и нулевым точкам.

3.1.1 Определение расходов газа

Для определения удельных путевых расходов для всех участков сети:

1) Разбиваем всю территорию, снабжаемую газом, на зоны, которые питаются от определенных контуров;

2) Рассчитываем максимальные часовые расходы для каждой такой зоны, перемножая площадь зоны на плотность населения на максимальный часовой расход на одного человека;

3) Рассчитываем суммарную длину питающего контура;

4) Определяем удельные расходы всех контуров, разделив максимальные часовые расходы газа в зонах на суммарную длину питающих контуров;

5) Находим расчетный путевой расход для каждого участка, путем перемножения его длины на сумму удельных расходов контуров, питаемых данным участком.

Удельный расход газа определяется по кольцам в зависимости от отношения расхода газа кварталом на расчетную длину газопровода, охватывающий квартал по формуле:

$$Q_{уд} = \frac{Q_i}{\Sigma l_р} \quad (3.1)$$

где $Q_{уд}$ – удельный расход газа, м^3/ч.п.м.;

Q_i – расчетный расход газа, і-го квартала, м^3/ч;

$$Q_i = Q_{уд}^{max} \cdot N_i \quad (3.2)$$

где $Q_{уд}^{max}$ – удельный максимальный часовой расход газа на 1 человека, м^3/ч·чел;

N_i – количество жителей і-го квартала;

$l_р$ – расчетная длина периметра квартала или длина питающего контура, м.

Таблица 3.1

Распределение расходов газа по районам

Район	№ квартала	Площадь, га	Плотность населения, чел/га	Число жителей, чел	Удельный расход газа, м^3/(ч·чел)	Расчетный расход газа, м^3/ч
1	2	3	4	5	6	7
I	13	14,67	350	5135	0,057	294,4
	16	8,72	350	3052	0,057	175,0
	17	8,72	350	3052	0,057	175,0
	18	6,2	350	2170	0,057	124,4
	26	7,16	350	2506	0,057	143,7
	27	9,17	350	3210	0,057	184,1
	28	6,66	350	2331	0,057	133,7
	36	5,235	350	1833	0,057	105,1
	37	7,975	350	2792	0,057	160,1
	38	9,52	350	3332	0,057	191,0
	39	8,85	350	3098	0,057	177,6
	46	8,765	350	3068	0,057	175,9
II	1	5,28	230	1215	0,085	102,8
	2	6,815	230	1568	0,085	132,7
	3	47,715	230	10975	0,085	928,5
	4	6,675	230	1536	0,085	130,0
	5	5,605	230	1290	0,085	109,1
	6	5,715	230	1315	0,085	111,3
	7	5,315	230	1223	0,085	103,5
	8	39,245	230	9027	0,085	763,7
	9	6,93	230	1594	0,085	134,9

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
	10	10,685	230	2458	0,085	208,0
	11	2,65	230	610	0,085	51,6
	12	3,785	230	871	0,085	73,7
	20	3,68	230	847	0,085	71,7
	21	4,945	230	1138	0,085	96,3
	22	2,665	230	613	0,085	51,9
	31	2,41	230	555	0,085	47,0
	33	3,375	230	777	0,085	65,7
	40	5,59	230	1286	0,085	108,8
	42	3,37	230	776	0,085	65,7
	43	3,095	230	712	0,085	60,2
	44	11,215	230	2580	0,085	218,3
	51	8,73	230	2008	0,085	169,9
	52	11,9	230	2737	0,085	231,6
	54	14,755	230	3394	0,085	287,2
	57	7,08	230	1629	0,085	137,8
	58	9,11	230	2096	0,085	177,3
	59	4,155	230	956	0,085	80,9
	60	7,715	230	1775	0,085	150,2
III	14	5,195	70	364	0,526	191,5
	15	9,58	70	671	0,526	353,0
	19	2,86	70	201	0,526	105,7
	23	4,015	70	282	0,526	148,4
	24	2,135	70	150	0,526	78,9
	25	4,795	70	336	0,526	176,8
	29	8,075	70	566	0,526	297,8
	30	4,615	70	324	0,526	170,4
	32	4,955	70	347	0,526	182,5
	34	8,325	70	583	0,526	306,7
	35	9,01	70	631	0,526	332,0
	41	9,6	70	672	0,526	353,5
	45	6,075	70	426	0,526	224,1
	47	19,345	70	1355	0,526	712,8
	48	9,765	70	684	0,526	359,8

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
	49	8,995	70	630	0,526	331,4
	50	16,17	70	1132	0,526	595,5
	53	16,445	70	1152	0,526	606,0
	55	8,605	70	603	0,526	317,2
	56	8,92	70	625	0,526	328,8
					Всего	13083

Таблица 3.2

Удельные путевые расходы газа

Удельные путевые расходы для всех контуров сети				
Nконтура	Номера кварталов, сходящих в контур	Расчетные расходы газа по кварталам	Длина питательного контура l, м	Удельный путевой расход $Q_{уд}$, $м^3/ч.п.м.$
1	2	3	4	5
I	1	102,8	2429	0,310
	2	132,7		
	12	73,7		
	13	294,4		
	23	148,4		
	По контуру I	751,930		
II	3	928,5	1481	0,788
	4	130,0		
	5	109,1		
	По контуру II	1167,646		
III	6	111,3	1164	0,184
	7	103,5		
	По контуру III	214,730		
IV	8	763,7	1727	0,826
	9	134,9		
	18	124,4		
	19	105,7		

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5
	29	297,8		
	По контуру IV	1426,523		
V	10	208,0	1508	0,298
	20	71,7		
	30	170,4		
	По контуру V	450,072		
VI	11	51,6	2082	0,608
	21	96,3		
	41	353,5		
	50	595,5		
	51	169,9		
	По контуру VI	1266,825		
VII	14	191,5	1240	0,439
	15	353,0		
	По контуру VII	544,491		
VIII	16	175,0	1795	0,275
	17	175,0		
	26	143,7		
	По контуру VIII	493,673		
IX	27	184,1	1801	0,265
	28	133,7		
	37	160,1		
	По контуру IX	477,791		
X	39	177,6	1861	0,525
	40	108,8		
	48	359,8		
	49	331,4		
	По контуру X	977,700		
XI	57	137,8	1649	0,224
	59	80,9		
	60	150,2		
	По контуру IX	368,882		

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5
XII	22	51,9	1457	0,283
	31	47,0		
	32	182,5		
	33	65,7		
	42	65,7		
	По контуру XII	412,762		
XIII	24	78,9	2154	0,492
	25	176,8		
	34	306,7		
	35	332,0		
	36	105,1		
	43	60,2		
	По контуру XII	1059,671		
XIV	44	218,3	2543	0,503
	45	224,1		
	52	231,6		
	53	606,0		
	По контуру XIV	1280,001		
XV	38	191,0	1976	0,546
	46	175,9		
	47	712,8		
	По контуру XV	1079,794		
XVI	54	287,2	2140	0,519
	55	317,2		
	56	328,8		
	58	177,3		
	По контуру XIV	1110,510		
	ВСЕГО	13083		

Путевой расход газа при одностороннем потреблении определяется по формуле

$$Q_{п} = Q^{i}_{уд} \cdot l^{i}_{р} \quad (3.3)$$

где $Q^{i}_{уд}$ – удельный расход газа i-го квартала, м^3/ч.п.м.;

$l^{i}_{р}$ – расчетная длина участка газопровода, м;

Путевой расход газа на участке газопровода при двухстороннем потреблении газа определяется по формуле

$$Q_{п} = (Q^{I}_{уд} + Q^{II}_{уд}) \quad (3.4)$$

где $Q^{I}_{уд}$ и $Q^{II}_{уд}$ – соответственно, удельные расходы 1 и 2 кварталов, м^3/ч.п.м.

Транзитный расход газа начинаю определять с концевого участка газопровода, где происходит слияние потоков газа по двум направлениям (он равен нулю).

На следующем участке газопровода транзитный расход газа равен путевому расходу, а на последующих участках он определяется как сумма путевых и транзитных расходов газа предыдущего участка по формуле

$$Q^{n}_{пр} = (Q^{n-1}_{п} + Q^{n-1}_{тр}) \quad (3.5)$$

где $Q^{n}_{тр}$ – транзитный расход n-го участка газопровода, м^3/ч;

$Q_{п}$ – путевой расход газа n-1 участка, м^3/ч;

$Q_{тр}$ –транзитный расход газа n-1 участка, м^3/ч.

Эквивалентный или сосредоточенный расход газа на участке газопровода определяют по формуле

$$Q_{э} = 0{,}5Q_{п} \quad (3.6)$$

Расчетный расход газа на участке газопровода определяется по формуле

$$Q_{р} = Q_{тр} + Q_{э} \quad (3.7)$$

Таблица 3.3

Определение расчетных расходов газа для участков сети

Индекс участка	Длина участка	Удельный путевой расход газа, $м^3/ч$	Расходы газа, $м^3/ч$			
			Qп	0,55*Qп	Qтр	Qр
1	2	3	4	5	6	7
10-9	407	0,310	125,99	69,30	243,63	312,92
10-36	394	0,283	111,62	61,39	0,00	61,39
10-37	386	0,593	228,84	125,86	1498,05	1623,91
37-38	176	0,802	141,07	77,59	1356,98	1434,57
38-12	328	0,749	245,56	135,06	1111,42	1246,48
12-11	159	1,098	174,58	96,02	447,06	543,08
12-13	399	1,228	489,78	269,38	0,00	269,38
11-2	186	1,098	204,22	112,32	242,83	355,16
2-3	308	0,788	242,83	133,56	0,00	133,56
9-1	302	0,310	93,49	51,42	150,14	201,56
1-2	485	0,310	150,14	82,58	0,00	82,58
ГРП1-10	42				2208,13	
42-43	204	0,540	110,23	60,62	1188,07	1248,69
42-41	221	0,540	119,41	65,68	1518,91	1584,59
41-29	251	0,757	190,07	104,54	211,05	315,59
41-39	204	0,767	156,46	86,06	961,33	1047,38
39-40	221	0,767	169,50	93,23	791,82	885,05
40-38	244	0,931	227,18	124,95	0,00	124,95
40-13	269	0,714	192,10	105,66	372,54	478,20
13-4	186	0,973	180,96	99,53	191,59	291,11
4-3	243	0,788	191,59	105,37	0,00	105,37
43-14	269	1,101	296,18	162,90	426,99	589,89
14-5	163	1,010	164,71	90,59	75,27	165,86
14-13	407	0,460	187,02	102,86	0,00	102,86
5-4	408	0,184	75,27	41,40	0,00	41,40
29-28	260	0,812	211,05	116,08	0,00	116,08

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7
43-15	426	1,091	464,90	255,69	0,00	255,69
ГРП2-42	77				2936,62	
32-31	397	0,503	199,83	109,90	651,18	761,09
32-33	397	0,503	199,83	109,90	1641,07	1750,98
33-35	238	0,492	117,09	64,40	349,22	413,61
35-36	357	0,283	101,14	55,63	0,00	55,63
35-37	320	0,775	248,08	136,44	0,00	136,44
33-34	292	0,995	290,63	159,84	884,14	1043,99
34-29	208	0,995	207,02	113,86	677,12	790,98
29-30	412	1,050	432,52	237,88	244,60	482,49
31-25	365	0,503	183,72	101,05	467,46	568,51
25-26	239	1,022	244,32	134,38	0,00	134,38
30-26	233	1,050	244,60	134,53	0,00	134,53
25-24	430	0,519	223,14	122,73	0,00	122,73
ГРП3-32	81				2691,91	
6-5	460	0,826	379,97	208,98	0,00	208,98
6-7	425	0,298	126,84	69,76	403,87	473,64
6-15	409	1,124	459,91	252,95	1071,60	1324,55
7-18	236	0,907	214,03	117,72	0,00	117,72
15-16	56	0,564	31,57	17,36	1040,03	1057,40
16-17	17	0,791	13,44	7,39	711,89	719,29
17-27	387	1,072	414,79	228,14	0,00	228,14
17-28	366	0,812	297,10	163,40	0,00	163,40
7-8	312	0,608	189,84	104,41	0,00	104,41
16-18	382	0,824	314,70	173,08	0,00	173,08
ГРП4-6	67				2442,19	
21-20	116	0,749	86,89	47,79	1388,85	1436,64
20-19	369	0,832	307,07	168,89	457,04	625,93
20-18	551	1,134	624,74	343,61	0,00	343,61
19-8	614	0,608	373,60	205,48	0,00	205,48

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7
19-22	373	0,224	83,44	45,89	0,00	45,89
21-23	398	0,743	295,57	162,56	267,98	430,54
23-22	393	0,224	87,91	48,35	0,00	48,35
23-24	347	0,519	180,07	99,04	0,00	99,04
21-27	408	1,044	426,07	234,34	338,79	573,13
27-26	318	1,065	338,79	186,34	0,00	186,34
ГРП5-21	82				2804,15	
				Всего	13083	

3.1.2 Гидравлический расчет газопроводов низкого давления

Допустимые потери давления на трение с учетом потерь на местные сопротивления равными 10% от потерь на трение будут равны $\Delta P_0 = \frac{1000}{1,1} =$ = 910 Па.

Удельные потери давления Па/м, определяются по формуле:

$$\frac{\Delta P_0}{l} = 910/\Sigma l \qquad (3.8)$$

Ориентировочные потери давления на участках сети сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4

Ориентировочные потери давления по основным направлениям

№ ГРП	Основные направления	Суммарная длина	910/L
1	2	3	4
ГРП1	10-9-1-2	1194	0,7621
	10-37-38-12-13	1289	0,7060
	10-37-38-12-11-2-3	1543	0,5898
ГРП2	42-43-14-5-4	1044	0,8716
	42-41-39-40-13-4-3	1344	0,6771
	42-41-39-40-38	890	1,0225

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
	42-43-14-13	880	1,0341
ГРП3	32-31-25-26	1001	0,9091
	32-31-25-24	1192	0,7634
	32-33-34-29	897	1,0145
	32-33-35-37	955	0,9529
ГРП4	6-7-8	737	1,2347
	6-15-16-17-27	869	1,0472
	6-15-16-17-28	848	1,0731
	6-15-16-17-27	869	1,0472
ГРП5	21-20-18	667	1,3643
	21-20-19-8	1099	0,8280
	21-23-22	791	1,1504
	21-23-24	745	1,2215

Диаметр трубопроводов подбираем исходя из ориентировочных потерь давления и расчетного расхода газа на участках $d = f(Q_P, \frac{DP}{l})$, которые находим по номограмме $Q_P = f(d, \frac{DP}{l})$.

Потери давления на участке сети определяем по формуле:

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right) l \qquad (3.9)$$

Значения $\Delta P/L$, Q_p, ΔP следует записывать со знаком «+», если газ движется по часовой стрелке, и со знаком «–»,если газ движется против часовой стрелки.

Целесообразно по ходу расчета, оценивать возможность невязки в кольцах и учитывать их при назначении диаметров. Чем точнее будет осуществлен предварительный подбор диаметров кольцевой сети, тем меньше труда будет затрачено на увязку сети и дальнейшие расчеты.

Затем вычисляем ошибку при расчете, которая не должна превышать 10% по формуле

$$\delta = \frac{\sum_к \Delta P}{0{,}5\sum_к [\Delta P]} 100\% \le 10\% \qquad (3.10)$$

3.1.3 Гидравлическая увязка газопроводов сети низкого давления

Для окончательной увязки используем следующие формулы

Поправочный расход, м^3/ч:

$$\Delta Q_к = \Delta Q_к^I + \Delta Q_к^{II} \qquad (3.11)$$

$\Delta Q_к^I$ – поправка первого порядка, м^3/ч;

$$\Delta Q_к^I = -\frac{\sum_к \Delta P}{1{,}75\sum_к \frac{\Delta P}{Q}} \qquad (3.12)$$

$\Delta Q_к^{II}$ – поправка второго порядка, м^3/ч.

$$\Delta Q_к^{II} = \frac{\sum_{с.к} (\frac{\Delta P_i}{Q_i}) \cdot \Delta Q_{с.к.}^I}{\sum_к \frac{\Delta P}{Q}} \qquad (3.13)$$

Окончательный расход

$$Q_{нов.уч} = Q + \Delta Q \qquad (3.14)$$

где $\Delta Q = \Delta Q_к - \Delta Q_{с.к}$ - поправочный расход на участке, м^3/ч;

$\Delta Q_{с.к}$ – поправочный расход соседнего кольца (прибавляется к расходу на участке с противоположным знаком) м^3/ч.

Результаты расчета вносим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5

Гидравлический расчет сети низкого давления

Кольцо	Участки кольца				Предварительное распределение расходов				Поправки			Первая итерация			
	Узлы	Смежные кольца	l, м	Dн*S, мм	Q, м3/ч	ΔP/l	ΔP	ΔP/Q	ΔQI	ΔQII	ΔQ	ΔQуч	Qуч	ΔP/l	ΔP
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	1-2	-	485	133х4	82,6	0,3	145,5	1,8	-5,6	0,2	-5,4	-5,4	77,1	0,3	128,7
	11-2	II	186	219х6	-355,2	0,4	-74,4	0,2				-6,3	-361,4	0,4	-76,8
	12-11	II	159	273х7	-543,1	0,3	-47,7	0,1				-6,3	-549,3	0,3	-48,7
	38-12	VII	328	426х9	-1246,5	0,1	-45,9	0,0				11,7	-1234,8	0,1	-45,1
	37-38	XIII	176	426х9	-1434,6	0,2	-29,9	0,0				7,4	-1427,2	0,2	-29,6
	10-37	XII	386	426х9	-1623,9	0,2	-79,1	0,0				-8,8	-1632,7	0,2	-79,9
	10-9	-	407	219х6	312,9	0,3	122,1	0,4				-5,4	307,5	0,3	118,3
	9-1	-	302	219х6	201,6	0,1	36,2	0,2				-5,4	196,1	0,1	34,5
						ΣΔP=	26,8	2,7						ΣΔP=	1,4
						IΣΔPI=	580,9							IΣΔPI=	561,7
						O=	9,2							O=	0,5
II	2-3	-	308	159х4	133,6	0,3	92,4	0,7	2,172	-1,342	0,831	0,8	134,4	0,3	93,4
	3-4	-	243	140х4,5	-105,4	0,4	-97,2	0,9				0,8	-104,5	0,4	-95,8
	13-4	III	186	219х6	-291,1	0,3	-46,5	0,2				0,2	-290,9	0,2	-46,4

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	12-13	VII	399	219x6	-269,4	0,2	-79,8	0,3				18,0	-251,4	0,2	-70,5
	12-11	I	159	273x7	543,1	0,3	47,7	0,1				6,3	549,3	0,3	48,7
	11-2	I	186	219x6	355,2	0,4	74,4	0,2				6,3	361,4	0,4	76,8
						ΣΔP=	-9,0	2,4						ΣΔP=	6,2
						IΣΔPI=	438,0							IΣΔPI=	431,7
						O=	-4,1							O=	2,9
III	5-4	-	408	114x4	-41,4	0,2	-73,4	1,8	5,0	-4,4	0,6	0,6	-40,8	0,2	-71,5
	14-5	IV	163	159x4	-165,9	0,5	-73,4	0,4				5,1	-160,8	0,4	-69,4
	14-13	VIII	407	159x4	102,9	0,2	73,3	0,7				15,9	118,7	0,2	94,9
	13-4	II	186	219x6	291,1	0,3	46,5	0,2				-0,2	290,9	0,2	46,4
						ΣΔP=	-27,0	3,1						ΣΔP=	0,4
						IΣΔPI=	266,6							IΣΔPI=	282,2
						O=	-20,3							O=	0,3
IV	6-5	-	460	219x6	-209,0	0,1	-64,4	0,3	-6,4	1,9	-4,5	-4,5	-213,5	0,1	-66,9
	6-15	V	409	429x9	1324,6	0,1	57,3	0,0				-4,9	1319,7	0,1	56,9
	43-15	IX	426	219x6	-255,7	0,2	-85,2	0,3				-0,7	-256,3	0,2	-85,6
	43-14	VIII	269	325x8	589,9	0,1	32,3	0,1				10,8	600,7	0,1	33,4
	14-5	III	163	159x4	165,9	0,5	73,4	0,4				-5,1	160,8	0,4	69,4

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						ΣΔP=	13,3	1,2						ΣΔP=	7,1
						IΣΔPI=	312,5							IΣΔPI=	312,1
						O=	8,5							O=	4,5
V	6-7	-	425	325x8	473,6	0,1	34,0	0,1	2,57	-2,16	0,41	0,4	474,0	0,1	34,1
	7-18	VI	236	159x4	117,7	0,3	59,0	0,5				-1,6	116,1	0,2	57,6
	16-18	X	382	219x6	-173,1	0,1	-34,4	0,2				14,1	-159,0	0,1	-29,5
	15-16	IX	56	426x9	-1057,4	0,1	-5,0	0,0				4,2	-1053,2	0,1	-5,0
	6-15	IV	409	429x9	-1324,6	0,1	-57,3	0,0				4,9	-1319,7	0,1	-56,9
						ΣΔP=	-3,7	0,8						ΣΔP=	0,2
						IΣΔPI=	189,7							IΣΔPI=	183,0
						O=	-3,9							O=	0,3
VI	7-8	-	312	140x4,5	104,4	0,4	124,8	1,2	2,41	-0,41	2,00	2,0	106,4	0,4	129,1
	19-8	-	614	219x6	-205,5	0,1	-84,7	0,4				2,0	-203,5	0,1	-83,3
	7-18	V	236	159x4	-117,7	0,3	-59,0	0,5				1,6	-116,1	0,2	-57,6
	20-19	XI	369	325x8	-625,9	0,1	-51,7	0,1				0,1	-625,8	0,1	-51,6
	20-18	X	551	273x7	343,6	0,1	60,6	0,2				15,7	359,3	0,1	65,7
						ΣΔP=	-10,0	2,4						ΣΔP=	2,4
						IΣΔPI=	380,8							IΣΔPI=	329,7

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						O=	-5,2							O=	1,4
VII	12-13	II	399	219х6	269,4	0,2	79,8	0,3	-7,81	-9,32	-17,12	-18,0	251,4	0,2	70,5
	40-13	VIII	269	273х7	-478,2	0,7	-174,9	0,4				-1,8	-480,0	0,7	-176,1
	40-38	XIII	244	159х4	124,9	0,3	65,9	0,5				-4,3	120,7	0,3	61,9
	38-12	I	328	426х9	1246,5	0,1	45,9	0,0				-11,7	1234,8	0,1	45,1
						ΣΔP=	16,8	1,2						ΣΔP=	1,4
						IΣΔPI=	366,5							IΣΔPI=	353,6
						O=	9,1							O=	0,8
VIII	43-14	IV	269	325х8	-589,9	0,1	-32,3	0,1	-15,6	0,3	-15,3	-10,8	-600,7	0,1	-33,4
	42-43	IX	204	325х8	-1248,7	0,5	-102,0	0,1				-11,5	-1260,1	0,5	-103,7
	42-41	IX	221	426х9	1584,6	0,2	44,2	0,0				-11,5	1573,1	0,2	43,6
	41-39	XIII	204	426х9	1047,4	0,1	16,3	0,0				-2,4	1044,9	0,1	16,3
	39-40	XIII	221	426х9	885,1	0,0	6,6	0,0				-2,4	882,6	0,0	6,6
	40-13	VII	269	273х7	478,2	0,7	174,9	0,4				1,8	480,0	0,7	176,1
	14-13	III	407	159х4	-102,9	0,2	-73,3	0,7				-15,9	-118,7	0,2	-94,9
						ΣΔP=	34,5	1,3						ΣΔP=	10,6
						IΣΔPI=	449,5							IΣΔPI=	474,5
						O=	15,3							O=	4,5

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
IX	42-43	VIII	204	325x8	1248,7	0,5	102,0	0,1	2,5	-6,3	-3,8	11,5	1260,1	0,5	103,7
	43-15	IV	426	219x6	255,7	0,2	85,2	0,3				0,7	256,3	0,2	85,6
	15-16	V	56	426x9	1057,4	0,1	5,0	0,0				-4,2	1053,2	0,1	5,0
	16-17	X	17	325x8	719,3	0,2	3,1	0,0				9,9	729,2	0,2	3,1
	17-28	XV	366	219x6	163,4	0,1	32,9	0,2				7,2	170,6	0,1	35,6
	29-28	XV	260	140x4,5	-116,1	0,5	-117,0	1,0				7,2	-108,9	0,4	-104,3
	41-29	XIII	251	219x6	-315,6	0,3	-75,3	0,2				9,0	-306,6	0,3	-71,5
	42-41	VIII	221	426x9	-1584,6	0,2	-44,2	0,0				11,5	-1573,1	0,2	-43,6
						ΣΔP=	-8,3	1,9						ΣΔP=	13,7
						IΣΔPI=	464,7							IΣΔPI=	452,4
						O=	-3,6							O=	6,0
X	16-18	V	382	219x6	173,1	0,1	34,4	0,2	-13,6	-0,1	-13,7	-14,1	159,0	0,1	29,5
	20-18	VI	551	273x7	-343,6	0,1	-60,6	0,2				-15,7	-359,3	0,1	-65,7
	21-20	XI	116	426x9	-1436,6	0,2	-18,8	0,0				-15,6	-1452,2	0,2	-19,2
	21-27	XVI	408	273x7	573,1	0,3	122,4	0,2				-11,1	562,0	0,3	118,2
	17-27	XV	387	219x6	-228,1	0,1	-54,2	0,2				-2,7	-230,8	0,1	-55,3
	16-17	IX	17	325x8	-719,3	0,2	-3,1	0,0				-9,9	-729,2	0,2	-3,1
						ΣΔP=	20,1	0,8						ΣΔP=	4,4
						IΣΔPI=	293,4							IΣΔPI=	291,0

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						O=	13,7							O=	3,0
XI	20-19	VI	369	325х8	625,9	0,1	51,7	0,1	1,87	0,01	1,88	-0,1	625,8	0,1	51,6
	19-22	-	373	114х4	45,9	0,2	85,8	1,9				1,9	47,8	0,2	92,2
	23-22	-	393	114х4	-48,4	0,3	-98,3	2,0				1,9	-46,5	0,2	-91,5
	21-23	XVI	398	219х6	-430,5	0,2	-71,6	0,2				4,5	-426,0	0,2	-70,3
	21-20	X	116	426х9	1436,6	0,2	18,8	0,0				15,6	1452,2	0,2	19,2
						ΣΔP=	-13,6	4,2						ΣΔP=	1,3
						IΣΔPI=	326,1							IΣΔPI=	324,8
						O=	-8,4							O=	0,8
XII	10-37	I	386	426х9	1623,9	0,2	79,1	0,0	6,89	-3,51	3,38	8,8	1632,7	0,2	79,9
	35-37	XIII	320	159х4	-136,4	0,3	-96,0	0,7				16,2	-120,2	0,2	-76,4
	35-36	-	357	133х4	55,6	0,1	42,8	0,8				3,4	59,0	0,1	47,6
	10-36	-	394	140х4,5	-61,4	0,1	-55,2	0,9				3,4	-58,0	0,1	-49,8
						ΣΔP=	-29,2	2,4						ΣΔP=	1,3
						IΣΔPI=	273,1							IΣΔPI=	253,8
						O=	-21,4							O=	1,0
XIII	37-38	I	176	426х9	1434,6	0,2	29,9	0,0	-11,7	-1,1	-12,8	-7,4	1427,2	0,2	29,6
	40-38	VII	244	159х4	-124,9	0,3	-65,9	0,5				4,3	-120,7	0,3	-61,9
	39-40	VIII	221	426х9	-885,1	0,0	-6,6	0,0				2,4	-882,6	0,0	-6,6

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	41-39	VIII	204	426x9	-1047,4	0,1	-16,3	0,0				2,4	-1044,9	0,1	-16,3
	41-29	IX	251	219x6	315,6	0,3	75,3	0,2				-9,0	306,6	0,3	71,5
	34-29	XIV	208	273x7	-791,0	0,3	-62,4	0,1				11,7	-779,3	0,3	-60,8
	33-34	XIV	292	325x8	-1044,0	0,2	-52,6	0,1				11,7	-1032,3	0,2	-51,5
	33-35	-	238	273x7	413,6	0,2	38,1	0,1				-12,8	400,8	0,2	36,0
	35-37	XII	320	159x4	136,4	0,3	96,0	0,7				-16,2	120,2	0,2	76,4
						ΣΔP=	35,5	1,7						ΣΔP=	16,6
						IΣΔPI=	443,1							IΣΔPI=	410,5
						O=	16,0							O=	8,1
XIV	33-34	XIII	292	325x8	1044,0	0,2	52,6	0,1	-21,9	-2,7	-24,5	-11,7	1032,3	0,2	51,5
	34-29	XIII	208	273x7	791,0	0,3	62,4	0,1				-11,7	779,3	0,3	60,8
	29-30	XV	412	273x7	482,5	0,2	82,4	0,2				-13,5	469,0	0,2	78,3
	30-26	XV	233	159x4	134,5	0,3	69,9	0,5				-13,5	121,0	0,2	57,8
	25-26	XVI	239	273x7	-134,4	0,1	-33,5	0,2				-21,9	-156,3	0,2	-43,9
	31-25	-	365	273x7	-568,5	0,3	-109,5	0,2				-24,5	-593,0	0,3	-118,1
	32-31	-	397	325x8	-761,1	0,4	-139,0	0,2				-24,5	-785,6	0,4	-147,1
	32-33	-	397	426x9	1751,0	0,2	71,5	0,0				-24,5	1726,5	0,2	69,7

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
						ΣΔP=	56,8	1,5						ΣΔP=	8,9
						IΣΔPI=	620,6							IΣΔPI=	627,2
						O=	18,3							O=	2,8
XV	29-28	IX	260	140x4,5	116,1	0,5	117,0	1,0	-4,4	-6,6	-11,0	-7,2	108,9	0,4	104,3
	17-28	IX	366	219x6	-163,4	0,1	-32,9	0,2				-7,2	-170,6	0,1	-35,6
	17-27	X	387	219x6	228,1	0,1	54,2	0,2				2,7	230,8	0,1	55,3
	27-26	XVI	318	219x6	186,3	0,1	31,8	0,2				-8,4	177,9	0,1	29,3
	30-26	XIV	233	159x4	-134,5	0,3	-69,9	0,5				13,5	-121,0	0,2	-57,8
	30-29	XIV	412	273x7	-482,5	0,2	-82,4	0,2				13,5	-469,0	0,2	-78,3
						ΣΔP=	17,7	2,3						ΣΔP=	17,2
						IΣΔPI=	388,2							IΣΔPI=	360,6
						O=	9,1							O=	9,5
XVI	21-23	XI	398	219x6	430,5	0,2	71,6	0,2	0,08	-2,70	-2,63	-4,5	426,0	0,2	70,3
	23-24	-	347	133x4	99,0	0,5	156,2	1,6				-2,6	96,4	0,4	148,8
	25-24	-	430	159x4	-122,7	0,3	-107,5	0,9				-2,6	-125,4	0,3	-111,7
	25-26	XIV	239	273x7	134,4	0,1	33,5	0,2				21,9	156,3	0,2	43,9
	27-26	XV	318	219x6	-186,3	0,1	-31,8	0,2				8,4	-177,9	0,1	-29,3

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	21-27	X	408	273x7	-573,1	0,3	-122,4	0,2				11,1	-562,0	0,3	-118,2
						ΣΔP=	-0,4	3,3						ΣΔP=	3,9
						IΣΔPI=	523,0							IΣΔPI=	522,1
						O=	-0,2							O=	1,5

3.2 Гидравлический расчет сети высокого давления

Газовые сети высокого давления являются верхним иерархическим уровнем городской системы газоснабжения. Для средних и больших городов их проектируют кольцевыми, и только для малых городов они могут выполняться в виде разветвленных тупиковых сетей [4].

Расчетный перепад для сетей высокого давления определяют исходя из следующих соображений. Начальное давление принимают максимальным согласно[4]. Конечное давление принимают таким, чтобы при максимальной нагрузке сети было обеспечено минимально допустимое давление газа перед регуляторами. Величина этого давления складывается из максимального давления газа перед горелками, перепада давлений в абонентском ответвлении при максимальной нагрузке и перепада в ГРП. В большинстве случаев перед ГРП достаточно иметь избыточное давление примерно 0,15-0,2 МПа.

При расчете кольцевых сетей необходимо оставлять резерв давления для увеличения пропускной способности системы при аварийных гидравлических режимах. Принятый резерв следует проверять расчетом при возникновении наиболее неблагоприятных аварийных ситуаций. Такие режимы обычно возникают при выключении головных участков сети. Для многокольцевой сети неблагоприятных режимов, которые необходимо проверить расчетом, может быть несколько.

В виду кратковременности аварийных ситуаций следует допускать снижение качества системы при отказах ее элементов. Снижение качества оценивают коэффициентом обеспеченности $K_{об}$, который зависит от категории потребителей.

Сети высокого давления являются управляемыми, к ним присоединяют ограниченное число крупных потребителей, режимом подачи газа которым управляет диспетчерская служба.

Следствием управляемости сети является и особая постановка задачи расчета аварийного гидравлического режима, заключающегося в том, что не только в расчетном режиме, но и в аварийных ситуациях, узловые расходы газа являются заданными.

Это положение позволяет вести расчет аварийных режимов теми же методами, какими определяют диаметр газопроводов при расчетном режиме. Отличие состоит лишь в том, что меняется геометрия сети: выключают один или несколько элементов и уменьшают узловые нагрузки в соответствии с принятыми $К_{об}$. Возможное уменьшение подачи газа ограничено нижним пределом, который устанавливают из соображений минимально допустимого давления газа перед приборами. Это минимальное давление определяется минимальной нагрузкой, которую принимают равной 50% расчетного значения. Половину нормы газообразного топлива будут получать примерно 20-30% потребителей, причем такое снижение подачи топлива существенно не отразится на приготовление пищи [11].

В основном это будет отражаться на качестве горячего водоснабжения. Как показывают исследования, при снижении давления после ГРП можно уменьшить максимальный расход примерно на 15-20%.

Гидравлический расчет магистральных газопроводов производится для двух аварийных и нормального режимов потребления газа.

На расчетной схеме газопроводов высокого давления наносятся номера участков, расстояние между участками в метрах, расчетные расходы газа в м3/ч, наименование промышленных предприятий и их расходы, квартальные или районные котельные.

3.2.1 Расчет аварийных режимов

Определение аварийного расхода газа производится по формуле

$$Q_{ав} = 0{,}59\sum_{i=1}^{n}(Q_i \cdot k_{об,i}) \qquad (3.15)$$

где $Q_{ав}$ – аварийный расход газа по магистральному кольцевому газопроводу, $м^3/ч$;

Q_i – расход -потребителей газа, м^3/ч;

$k_{об,i}$ – коэффициент обеспеченности потребителей газом.

Коэффициент обеспеченности газом при аварийных ситуациях

- для бытовых потребителей (ГРП) можно принять в пределах от 0,6 до 0,85;
- для отопительно-производственных котельных от 0 до 0,75 - в зависимости от наличия резервного топлива.
- для промышленных предприятий от 0,5 до 0,9.

Среденеквадратичную потерю давления газа по кольцу определяем по формуле

$$A_{ср} = \frac{P_н^2 - P_к^2}{\Sigma l_р} \quad (3.16)$$

где $P_н$, $P_к$ – соответственно, начальное и конечное давление газа, кПа;

$l_р$ – расчетная длина кольцевого газопровода, м.

Расчетная длина участков магистрального газопровода принимается с учетом 10% потерь давления газа в местных сопротивлениях по формуле

$$l_р = 1{,}1 \cdot l_ф \quad (3.17)$$

где $l_ф$ – фактическая длина участка газопровода, м.

По номограмме для гидравлического расчета газопроводов высокого или среднего давления [4] по $Q_{ав}$ и $A_{ср}$ определяем предварительные диаметры кольцевого газопровода. Желательно по кольцу иметь один диаметр, максимум два.

Первый аварийный режим, когда отключен головной участок магистрального газопровода слева от источника газоснабжения (ГРС), второй аварийный режим – когда отключен участок газопровода справа от ГРС.

Диаметрами газопровода задаемся предварительно выбранными и по номограмме для гидравлического расчета высокого или среднего давления в зависимости от расчетного давления газа и диаметра определяем потерю

давления по газа на участках газопровода , чтобы давление газа у последнего потребителя не было ниже минимально допустимого предела.

Конечное давление газа на участке определяется по формуле

$$P_к = \sqrt{P_н^2 - \Sigma\left(P_н^2 - P_к^2\right)} \qquad (3.18)$$

где $P_н$ – начальное давление газа на участке, кПа.

Конечное давление газа на участке равно начальному давлению газа следующего участка.

1. Определим диаметр кольца по расчетному расходу и удельному падению квадрата давления

$Q_{ав} = 0{,}59 \cdot 0{,}7 \cdot 41130 = 16986{,}8$ м^3/ч.

$A_{ср} = \frac{500^2 - 250^2}{1{,}1 \cdot 5794} = 28{,}5$ кПа/м^2

Диаметр определяем по номограмме, он равен 325х8 и 273х7.

2. Производим расчеты для аварийных режимов при выключении участков 0-19 и 0-1. Расчеты для обоих вариантов сводим в табл. Узловые расходы принимаем равными $K_{об} Q_р = 0{,}7 \cdot Q_р$.

Определим давление в концевых точках.

В точке 19: $P_к^{19} = \sqrt{500^2 - 178463} = 267{,}51$ кПа;

В точке 1: $P_к^{1} = \sqrt{500^2 - 180813} = 263{,}03$ кПа;

В обоих случаях полученное давление выше минимально допустимого 250 кПа, т.е. его достаточно, чтобы присоединить ответвления к любой узловой точке кольцевого трубопровода.

Результаты расчета аварийных режимов вносим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6

Гидравлический расчет аварийных режимов сети высокого давления

Отказал участок 0-19						Отказал участок 0-1					
Показатели участка				(P2н-P2к)/L, кПа2/м	Рн2-Рк2, кПа2	Показатели участка				(P2н-P2к)/L, кПа2/м	Рн2-Рк2, кПа2
N	dнS,мм	Lу,м	Qу, м3/ч			N	dнS,мм	Lу,м	Qу, м3/ч		
1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
0-1	325х8	373	28791,22	40	14920	0-19	325х8	334	28791,22	40	13360
1-2	325х8	321	28666,27	39,8	12775,8	19-18	325х8	425	28690,19	39,9	16957,5
2-3	325х8	174	28597,67	39,7	6907,8	18-17	325х8	275	26980,65	37	10175
3-4	325х8	223	26634,77	35,5	7916,5	17-16	325х8	380	26832,98	36	13680
4-5	325х8	677	26395,86	35	23695	16-15	273х7	394	24777,35	92	36248
5-6	325х8	431	25900,21	32	13792	15-14	273х7	219	24751,87	90	19710
6-7	325х8	377	19747,80	20	7540	14-13	273х7	653	13015,64	27,3	17826,9
7-8	325х8	426	19656,80	19,8	8434,8	13-12	273х7	193	12996,74	27	5211
8-9	325х8	413	17772,47	16	6608	12-11	273х7	549	12690,38	26	14274
9-10	325х8	505	17695,24	15,9	8029,5	11-10	273х7	440	11144,69	16,5	7260
10-11	325х8	440	17646,54	15,8	6952	10-9	273х7	505	11095,99	16,2	8181
11-12	273х7	549	16100,85	53	29097	9-8	273х7	413	11018,76	16	6608
12-13	273х7	193	15794,49	35,2	6793,6	8-7	273х7	426	9134,42	13	5538
13-14	273х7	653	15775,59	35	22855	7-6	273х7	377	9043,42	12	4524
14-15	273х7	219	4039,35	3,05	667,95	6-5	273х7	431	2891,01	1,2	517,2
15-16	273х7	394	4013,88	3	1182	5-4	273х7	677	2395,37	0,85	575,45
16-17	273х7	380	1958,25	0,42	159,6	4-3	273х7	223	2156,46	0,75	167,25
17-18	273х7	275	1810,57	0,4	110	3-2	273х7	174	193,55	0	0

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
18-19	273х7	425	101,04	0	0	2-1	273х7	321	124,95	0	0
				ΣР=	178436,55					ΣР=	180813,3
				Рк=	267,51					Рк=	263,03

Таблица 3.7

Гидравлический расчет ответвлений сети высокого давления в аварийных режимах

№ отв	Qот, м3/ч	lот, м	dн х s, мм	(Рн2-Рк2)/L, кПа2/м	Рн2-Рк2, кПа2	Рн от, Па	Рк от, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
19-БН3	101,0	445	57х3	5	2447,5	267,5	262,9
18-ГРП4	1709,5	50	133х4	18	990,0	267,5	265,7
17-Х31	147,7	230	57х3	10	2530,0	267,7	263,0
16-ГРП2	2055,6	375	133х4	30	12375,0	268,0	243,8
15-ПР3	25,5	277	57х3	0,5	152,4	270,2	269,9
14-РК2	11736,2	175	219х6	57	10972,5	271,4	250,4
13-ПП3	18,9	250	57х3	0,3	82,5	310,7	310,6
12-БН1	306,4	275	57х3	49	14822,5	321,5	297,5
11-ГРП1	1545,7	65	108х4	49	3503,5	363,9	359,1
10-Х33	48,7	170	57х3	1,4	261,8	373,3	373,0
9-ПР1	77,2	365	57х3	4	1606,0	383,9	381,8
8-ГРП3	1884,3	60	133х4	25	1650,0	392,5	390,3
1-ПР2	125,0	42	57х3	9	415,8	263,0	262,2
2-ПП2	68,6	305	57х3	3,7	1241,4	263,0	260,7
3-ГРП5	1962,9	395	133х4	28	12166,0	263,0	238,8
4-Х32	238,9	165	57х3	30	5445,0	263,4	252,8

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8
5-БН2	495,6	170	70х3	35	6545,0	264,4	251,8
6-РК1	6152,4	130	219х6	18	2574,0	265,4	260,5
7-ПП1	91,0	377	57х3	4,8	1990,6	273,8	270,1

3.2.2 Расчет потокораспределения при нормальном гидравлическом режиме работы сети высокого давления.

Находим расчетные расходы на всех участках, суммируя по каждой ветви кольца узловые расходы. Определяем удельные потери давления на участках по номограмме. Находим среднеквадратичные потери давления на каждом из участков.

В результате расчета кольца, исходя из предварительного распределения потоков, определяем невязку в кольце по формуле:

$$\frac{\sum (P_н^2 - P_к^2)}{0{,}5 \cdot \sum |(P_н^2 - P_к^2)|} \cdot 100\% \leq 10\% \qquad (3.19)$$

Невязка по давлению при расчете нормального режима не должна превышать 10%, если данное условие не соблюдается, то вводим круговой поправочный расход ($м^3/ч$):

$$\Delta Q_к = -\frac{\sum (P_н^2 - P_к^2)}{2 \cdot \sum \left| \frac{P_н^2 - P_к^2}{Q} \right|} \qquad (3.20)$$

Затем вычитаем круговой поправочный расход с перегруженной ветви и прибавляем к расходам на противоположной ветви тот же круговой поправочный расход.

При известном диаметре и новых расходах определяем потери давления на каждом участке. После чего определяем ошибку заново по формуле (3.19).

Расход газа на головном участке газопровода от ГРС до разветвления по полукольцам должен быть равен сумме расходов газа по полукольцам, без учета коэффициента обеспеченности.

Результаты расчета нормального режима вносим в таблицы 3.8 и 3.9.

Таблица 3.8

Гидравлический расчет нормального режима сети высокого давления

Потокораспределение при нормальном гидравлическом режиме										
Показатели участка			Предварительное распределение				Окончательное распределение расходов			
N	dнS,мм	Lу,м	Qу, м3/ч	(Рн2-Рк2)/L, Па2/м	Рн2-Рк2	(Рн2-Рк2)/Qуч, Па2/м	Qу, м3/ч	(Рн2-Рк2)/L, Па2/м	Рн2-Рк2	(Рн2-Рк2)1,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	325х8	373	-15886,2	13	-4849	0,31	-20550,47	23	-8579,00	-9436,90
1-2	325х8	321	-15707,7	12,8	-4108,8	0,26	-20371,97	21,3	-6837,30	-7521,03
2-3	325х8	174	-15609,7	12,3	-2140,2	0,14	-20273,97	21,2	-3688,80	-4057,68
3-4	325х8	223	-12805,5	8,9	-1984,7	0,15	-17469,82	17,9	-3991,70	-4390,87
4-5	325х8	677	-12464,2	8,2	-5551,4	0,45	-17128,52	17,8	-12050,60	-13255,66
5-6	325х8	431	-11756,2	7,28	-3137,68	0,27	-16420,45	18	-7758,00	-8533,80
6-7	325х8	377	-2967,0	0,51	-192,27	0,06	-7631,30	3,3	-1244,10	-1368,51
7-8	325х8	426	-2837,0	0,48	-204,48	0,07	-7501,30	3,2	-1363,20	-1499,52
8-9	325х8	413	-145,1	0	0	0,00	-4809,39	1,4	-578,20	-636,02
9-10	325х8	505	-34,8	0	0	0,00	-4699,06	1,28	-646,40	-711,04
10-11	325х8	440	34,8	0	0	0,00	-4629,49	1,23	-541,20	-595,32
11-12	273х7	549	2242,9	0,77	422,73	0,19	-2421,36	0,9	-494,10	-543,51

12-13	273х7	193	2680,6	1,1	212,3	0,08	-1983,70	0,44	-84,92	-93,41
13-14	273х7	653	2707,6	1,15	750,95	0,28	-1956,70	0,425	-277,53	-305,28
14-15	273х7	219	19473,6	55	12045	0,62	14809,35	33	7227,00	7949,70
15-16	273х7	394	19510,0	56	22064	1,13	14845,74	34	13396,00	14735,60
16-17	325х8	380	22446,6	23	8740	0,39	17782,36	18	6840,00	7524,00

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17-18	325х8	275	22657,6	23,2	6380	0,28	17993,32	18,2	5005,00	5505,50
18-19	325х8	425	25099,8	31,5	13387,5	0,53	20435,51	22,5	9562,50	10518,75
0-19	325х8	334	25244,1	32	10688	0,42	20579,85	23,1	7715,40	8486,94
					52522,0	5,6			1610,9	1771,9
				Ошибка, %	108,45	4664,28			Ошибка, %	3,29

Таблица 3.9

Гидравлический расчет ответвлений сети высокого давления в нормальном режиме

№ отв	Qот, м3/ч	lот, м	dн х s, мм	(Рн2-Рк2)/L, кПа2/м	Рн2-Рк2, кПа2	Рн от, Па	Рк от, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
1-ПР2	178,5	42	57х3	18	831,6	490,47	489,62
2-ПП2	98,0	305	57х3	5	1677,5	482,74	481,00
3-ГРП5	2804,2	395	133х4	50	21725	478,52	455,26
4-Х32	341,3	165	57х3	50	9075	473,91	464,24
5-БН2	708,1	170	70х3	70	13090	459,71	445,25
6-РК1	8789,2	130	219х6	30	4290	450,34	445,55
7-ПП1	130,0	377	57х3	9	3732,3	448,82	444,64
8-ГРП3	2691,9	60	133х4	40	2640	447,14	444,18
9-ПР1	110,3	365	57х3	8	3212	446,43	442,82

Продолжение таблицы 3.9

1	2	3	4	5	6	7	8
10-Х33	69,6	170	57х3	3	561	448,91	448,28
11-ГРП1	2208,1	65	108х4	90	6435	449,70	442,49
12-БН1	437,7	275	57х3	33	9982,5	450,36	439,14
13-ПП3	27,0	250	57х3	0,5	137,5	450,96	450,81
14-РК2	16766,1	175	219х6	100	19250	451,07	429,20
15-ПР3	36,4	277	57х3	0,7	213,29	451,40	451,17
16-ГРП2	2936,6	375	133х4	60	24750	460,13	432,40
17-Х31	211,0	230	57х3	25	6325	475,87	469,18
18-ГРП4	2442,2	50	133х4	33	1815	483,71	481,83
19-БН3	144,3	445	57х3	9,5	4650,25	489,37	484,59

Раздел 4. Теплогенерирующие установки

4.1 Характеристика объекта

Котельная газовая крышная для многоэтажного жилого дома со встроенно-пристроенными общественными помещениями и подземной автостоянкой в г. Белгород.

Котельная имеет выход на эксплуатируемую кровлю и выход на лестничную клетку.

Котельная предназначена для покрытия тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение здания.

Данные по тепловой мощности приведены в таблице 1.

Для предохранения оборудования и трубопроводов нижних этажей системы отопления здания от повышенного статического давления предусматривается зонирование контуров системы теплоснабжения. Оборудование для покрытия нагрузок теплоснабжения нижней зоны располагается в индивидуальном тепловом пункте (ИТП).

Индивидуальный тепловой пункт располагается в выделенном помещении (поз.13а) площадью 58,5 м2 на отм.-3,900 (паркинг).

Индивидуальный тепловой пункт предназначен для приготовления теплоносителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение нижней зоны.

Индивидуальный тепловой пункт имеет выход из помещения в коридор и через лестничные клетки выход из здания.

Таблица 4.1

Расчетные тепловые нагрузки

Наименование	Отопление	Вентиляция	Горячее водоснабжение	Всего
	кВт	кВт	кВт	кВт
Верхняя зона здания	421,9	33,1	170	
Нижняя зона здания	375,3	190,2	170	
ВСЕГО	797,2	223,3	340	1360,5

Строительные конструкции выполнены из стандартных железобетонных строительных материалов.

Котельная предназначена для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Теплоноситель в котельной производится с постоянными параметрами – 90/70 ºС.

На отопление и вентиляцию нижней зоны теплоноситель подается с параметрами 80/60 ^{0}С.

Для обеспечения расчетной тепловой нагрузки на отопление – 797,2 кВт, вентиляцию – 223,3 кВт, горячее водоснабжение – 340 кВт предусматривается установка 3-х котлов Vitorond 200 фирмы Viessmann тепловой мощностью 580 кВт каждый, работающих на природном газе низкого давления. Котельное оборудование и блочные тепловые пункты, расположенные в ИТП, подобраны также с учетом покрытия нагрузок пристроенного трехэтажного здания в перспективе.

Котельное оборудование работает в автоматическом режиме и не требует постоянного обслуживающего персонала. Обслуживание оборудования котельной – периодическое. Сигнализация о работе

оборудования котельной выводится в помещение с постоянным пребыванием людей.

4.2 Оъёмно-планировочные и конструктивные решения

Помещение котельной выполняется высотой 3м, площадью 115 м^2. Объем помещения V=345 м^3.

По взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности помещение котельной относится к категории Г, степень огнестойкости II.

Помещение котельной отделяется от смежных помещений несгораемыми перекрытиями и стенами с пределом огнестойкости не менее 0.75ч и пределом распространения огня по конструкции, равным нулю. Стены и перекрытия выполняются паро-газонепроницаемыми.

Покрытия стен и перекрытий выполняются из негорючих материалов, полы из несгораемых материалов с негладкой нескользкой поверхностью.

В котельной предусматриваются наружные легко сбрасываемые конструкции (окна, двери) из расчета не менее 0,05м^2 на 1м^3 объема помещения.

Объем котельного зала 345м^3. Необходимая площадь легко сбрасываемой конструкции должна быть 17,25м^2.

Остекление в котельном зале должно быть одинарным. В оконном проеме выполняется форточка. Для предотвращения разбрасывания стекла при аварии оконные проемы снаружи оборудуются сеткой.

В местах пересечения трубопроводами стен устанавливаются гильзы. Зазор между гильзой и трубой заделывается негорючими материалами.

В котельном зале должно быть два выхода. Двери должны открываться наружу.

Дверь для монтажа оборудования должна быть шириной не менее 1,0 м, высотой 2,2м. Двери должны быть противопожарные, сертифицированные в РФ.

В полу котельной предусматриваются два трапа для приема аварийных разливов и сливов. Уклон пола выполнить к трапам.

Ввод воды в котельную предусматривается от проектируемого водопровода здания. Давление воды на вводе в котельную составляет 2,0 кгс/см2.

Котлы устанавливаются на фундаментах на звукопоглощающие опоры.

В помещении котельной предусматривается приточно-вытяжная вентиляция, из расчета 3-х кратного воздухообмена в час; приток в объеме вытяжки плюс дополнительное количество воздуха для горения газа. Расход воздуха для горения составит 1748 $м^3$/ч. Приточные решетки не размещать непосредственно напротив газогорелочных устройств.

В котельной предусматривается рабочее электроосвещение в нормальном исполнении, аварийное освещение основного прохода светильниками во взрывозащищенном исполнении. Выключатель светильников во взрывозащищенном исполнении должен находиться вне помещения котельной. Ввод электрической энергии 380/220В. Котельная является потребителем электроэнергии II категории, система сигнализации – потребитель I категории. Электроснабжение котельной осуществляется от одного гарантированного ввода электроснабжения после АВР и узла учета электроэнергии.

Помещение индивидуального теплового пункта выполняется размерами в плане 4,875х12 м высотой 3,4 м, площадью 58,5 $м^2$. Объем помещения V=198,9 $м^3$.

По взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности помещение ИТП относится к категории Г, степень огнестойкости II.

Помещение ИТП отделяется от смежных помещений несгораемыми перекрытиями и стенами. Стены и перекрытия выполняются паро-газонепроницаемыми.

Дверь должна открываться из помещения ИТП от себя.

Для монтажа оборудования должен быть предусмотрен монтажный проем шириной не менее 2,0 м, высотой 2,2 м.

В полу ИТП предусматриваются два трапа для приема аварийных разливов и сливов. Уклон пола выполнить к трапам.

Ввод воды в ИТП предусматривается от проектируемого водопровода здания. Давление воды в водопроводе составляет 2,0 кгс/см^2.

В помещении ИТП предусматривается приточно-вытяжная вентиляция.

В помещении ИТП предусматривается рабочее электроосвещение в нормальном исполнении, аварийное освещение щитов и пультов.

4.3. Тепломеханическая часть

Максимальные тепловые нагрузки на многоэтажный жилой дом – 1360,5 кВт.

Регулирование отпуска тепла – эквитермное регулирование по задаваемой программе, режим программируемой и погодозависимой теплогенерации с переменной температурой теплоносителя.

Тепловые расчеты проекта выполнены для условий работы котельной и ИТП с температурой наружного воздуха минус 24 °С.

Температура прямой сетевой воды регулируется в зависимости от температуры наружного воздуха.

Для предотвращения образования накипи в теплотехническом оборудовании в технологической схеме предусмотрена дуплексная автоматическая установка умягчения воды.

4.4 Котельная

Низкотемпературные водогрейные котлы Vitorond 200 работают на природном газе низкого давления. Каждый котел имеет встроенную защиту при возникновении аварийных ситуаций. Программируемый регулятор

управления обеспечивает управление всем комплексом оборудования котельной с учетом наружной температуры.

Котел Vitorond 200 мощностью 580 кВт оснащается газовой горелкой Weishaupt типа WM-G10/3-A ZM-LN . В комплект горелки входят: регулятор давления газа, двойной магнитный клапан, реле минимального и максимального давления газа, реле контроля плотности газовых клапанов, газовый фильтр, шаровой кран.

Регулятор давления газа компенсирует возможные перепады давления газа в газопроводе, обеспечивает постоянное давление газа и равномерный расход газа.

Двойной магнитный клапан обеспечивает автоматическую подачу газа и блокировку подачи газа.

Горелка обеспечивает регулирование мощности со стороны газа. Подача газа при пуске осуществляется путем открывания магнитного клапана. Газовый дроссель осуществляет подачу газа зажигания. Регулирование мощности малой и большой нагрузки осуществляется путем изменения положения газового дросселя.

Допустимая температура подачи теплоносителя соответствует температуре срабатывания защитного ограничителя температуры - до 110°С. Допустимое избыточное рабочее давление Vitorond 200 – 6 бар.

Котлы комплектуется погодозависимым каскадным контроллером Vitotronic 300-K MW1 с возможностью информационного обмена:

-возможность соединения четырех водогрейных котлов с Vitotronic 100,

-обеспечивается минимальный объемный расход в зависимости от производительности комплектом подмешивающего устройства,

- обеспечивается минимальное значение температуры обратной магистрали - 53°С,

- обеспечивается нижний предел температуры котловой воды - 60°С.

При выходе за нижний предел требуемой минимальной температуры обратной воды в обратной магистрали посредством датчика температуры Т1 пропорционально закрывается 3-х ходовой смесительный клапан и таким образом обеспечивается защита котла. Температура подающей магистрали регулируется общим датчиком температуры.

Насос котлового контура (UPS 65-120F фирмы Grundfos) на каждом водогрейном котле выбран таким образом, чтобы его объемный расход был рассчитан приблизительно на 110% от общего расхода котла.

Котлы оборудованы датчиками заполнения котлового блока. При недостаточном количестве воды, которое может иметь место из-за утечки в отопительной установке при работающей горелке, отключение горелки без каких-либо дополнительных действий оператора происходит еще до того, как начнется недопустимый перегрев водогрейного котла.

Перед подключением котельной к системе, эта система должна быть тщательно промыта для удаления грязи и шлама. В противном случае грязь и шлам осаждаются в оборудовании и могут привести к локальным перегревам, шумам и коррозии.

Котлы устанавливаются на звукопоглощающие опоры.

Тепловое расширение теплоносителя в котельной компенсируется при помощи двух расширительных баков (закрытых компенсаторов объема) V=750л.

Мембранный расширительный бак служит для выравнивания объема воды при изменении температуры и для поддержания необходимого давления в системе. Расширительный бак выполняет также функцию защиты системы от роста давления, возникающего за счет увеличения объема воды при ее нагреве.

Объем расширительного бака рассчитывается по формуле

$$V = \frac{1{,}3 V_c K}{\frac{P_к - P_п}{P_к + 1}} \qquad (4.1)$$

где: Vc – объем системы (объем котлов и трубопроводов);

К – коэффициент расширения теплоносителя (табл. данные в зависимости от температуры);

1,3 – коэффициент безопасной эксплуатации;

Рк – давление срабатывания предохранительного клапана;

Рп – давление системы отопления.

Расширительный бак выбирается из существующей гаммы, близкий по объему и давлению к расчетному, в сторону увеличения, с максимальным давлением, превышающим давление срабатывания предохранительного клапана на величину не менее чем на 1 бар.

Приготовление горячей воды для потребителей верхней зоны осуществляется при помощи блочного теплового пункта для системы ГВС (DHW-10B-A10-799), разработанного фирмой «Данфосс».

В состав блочного теплового пункта входят два пластинчатых теплообменника тепловой мощностью 170кВт каждый (один рабочий теплообменник и один резервный).

В состав блочного теплового пункта ГВС верхней зоны входят запорная и регулирующая арматура, средства измерения, система управления с контроллером ECL Comfort 200+P16 и датчиком температуры.

Горячая вода после блочного теплового пункта поступает в систему горячего водоснабжения верхней зоны. На рециркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения в блочном тепловом пункте устанавливается насос типа UPS 25-60B.

Подача теплоносителя в систему отопления верхней зоны осуществляется с помощью циркуляционного насоса типа UPS 65-180F.

Подача теплоносителя в греющий контур теплообменника системы ГВС верхней зоны (блочный тепловой пункт DHW-10B-A10-799) осуществляется с помощью циркуляционного насоса типа UPS 40-185F.

Подача теплоносителя в приточную установку котельной осуществляется с помощью циркуляционного насоса типа UPS 25-80.

Подача теплоносителя на теплоснабжение нижней зоны (в ИТП) осуществляется с помощью циркуляционного насоса типа TPE 80-150/4F с частотной регулировкой.

Для повышения надежности работы систем на складе должны храниться по одному резервному насосу типа UPS каждого типа, для насосов серии TPE предусматривается монтаж рабочего и резервного насоса.

Водоснабжение котельной осуществляется от хозяйственно-питьевого водопровода. Расход холодной воды, подающейся в котельную, соответствует расходу горячей воды верхней зоны (2,9м3/ч) и подпиточной воды (1,2м3/ч). На вводе в котельной устанавливается водомер Ду25.

Водопроводная вода подается к блочному тепловому пункту и в бак запаса холодной воды. Предусматривается бак емкостью 500л.

Из бака запаса вода, с помощью насосной установки, подается к автоматической установке умягчения воды непрерывного действия ФИО-Д-1035, затем на подпитку системы отопления.

Подпитка системы отопления осуществляется химочищенной умягченной водой. Расход воды на подпитку составляет 1,2 м3/ч. Подпитка системы отопления осуществляется в аварийных ситуациях в автоматическом режиме до достижения необходимого давления в системе отопления. Максимальное время подпитки 5 минут.

Клапан редукционный давления подпитки поддерживает постоянное давление в системе отопления. Обеспечивается первоначальное заполнение и последующее дополнение системы отопления умягченной водой. Объем воды на первоначальное заполнение системы отопления верхней и нижней зоны здания равен 17 600 л.

Для умягчения водопроводной воды, идущей на приготовление горячей воды, предусматривается установка двух фильтров-антикалькаров «Дозафос 500».

Опорожнение оборудования и трубопроводов предусматривается в трапы.

Стоки в котельной только во время сервисных работ. Сервис два раза в год. Аварийные сливы и разливы учету не подлежат.

В верхних точках трубопроводов предусматриваются автоматические устройства для выпуска воздуха.

Трубопроводы в котельной приняты из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91, труб стальных водо-газопроводных по ГОСТ 3262, труб бесшовных горячекатаных по ГОСТ 8732. Антикоррозионное покрытие трубопроводов - грунт за два раза.

Трубопроводы с теплоносителем теплоизолируются полиизолом толщиной 5мм.

Газоходы ∅300мм от котлов выполняются из нержавеющей стали теплоизолированными в оцинкованном кожухе. Газоходы, служащие для отвода продуктов сгорания газа, выполняются отдельно от каждого котла и выводятся выше кровли не менее чем на 2м (отметка верха труб +90,415).

В нижней части газохода выполняется карман с люком для прочистки высотой не менее 250мм и сечением равным сечению дымохода.

В котельной устанавливается ультразвуковой счетчик тепла «Суперком–01» Ø125мм, Qном=100м3/ч, Qмин=3,5м3/ч, Qмакс.=200м3/ч. Расчетный расход равен 58м3/ч.

Таблица 4.1

Техническая характеристика котлов

Тип	Vitorond 200
1	2
Номинальная тепловая мощность, [кВт]	580

Топливо	природный газ
Расход газа, [м^3/час]	51,0
Отвод продуктов сгорания - способ	в трубу
Диаметр отвода продуктов сгорания, [мм]	300

Продолжение таблицы 4.1

1	2
КПД [%]	94
Максимальная рабочая температура, [°С]	110
Максимальное рабочее давление, [бар]	6
Присоединение отопительной воды	Ду100мм
Размеры - ширина х длины х высота [мм]	1090 х 2010 х 1480
Масса с теплоизоляцией, [кг]	2430
Объем котловой воды, [кг]	359

4.5 Газоснабжение

В котельную вводится газопровод низкого давления.

Котлы Vitorond 200 работают на природном газе низкого давления Р=2,5 кПа.

На газопроводе в котельной устанавливается аварийный запорный клапан с детектором загазованности DHP 4 обеспечивающий двухступенчатый контроль концентрации природного газа в помещении со звуковым оповещением о превышении допустимой концентрации газа и последующим отключением его подачи, после клапана-отсекателя устанавливается запорная арматура.

В качестве независимого источника отопления, при неработающей котельной предусмотрена установка газовых настенных отопительных конвекторов типа АОГ мощностью 4,5 кВт с герметичной камерой сгорания. Подвод воздуха и отвод продуктов сгорания осуществляется через наружную стену. Газовые конвекторы работают на природном газе низкого давления. На газопроводе к газовым конвекторам устанавливается кран, находящийся всегда в закрытом положении. При сигнале на выносном сигнальном пункте об отсутствии электроэнергии этот кран открывается вручную обслуживающим персоналом котельной.

Газопроводы запроектированы из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91* изготовленных по группе "В" из спокойной стали не ниже 2-ой категории марок ВСт2сп, ВСт3сп, ГОСТ 380-71 и марок 10,15,20, горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 материал труб –сталь группы В марки 10 по ГОСТ 1050, а также стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75. Трубы должны иметь паспорта-сертификаты, подтверждающие соответствие ГОСТам, с указанием данных о гидравлическом испытании.

Крепление газопроводов к стенам выполняется на кронштейнах и к перекрытию – на подвесках.

Газопровод внутри котельной имеет продувочный трубопровод с запорным устройством, а также трубопровод безопасности. Концевой участок продувочной свечи и свечи безопасности выводится выше самой высокой отметки крыши на 1.0м. После монтажа и испытания газопроводы покрываются двумя слоями эмали ПФ-115 по двум слоям грунтовки ГФ-021 в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Таблица 4.2

Расчетный расход газа

Наименование помещения	Наименова-ние агрегата	Кол.	Расход газа на единицу, $м^3/ч$	Расход газа общий, $м^3/ч$	Расход газа миниаль-ный (летом), $м^3/ч$	Давление газа, $кг/см^2$
Котельная	Vitorond 200	3	51,0	153,0	38,2	0,025
объем 345 $м^3$	580кВт					(2,5кПа)
отопление котельной	АОГ-4,5кВт	2	0,52	1,04	-	0,025
при неработающих						(2,5кПа)
котлах						

4.6 Водоподготовка

Водоподготовительная установка предназначена для приготовления умягченной воды для восполнения потерь из сетей отопления. Для водоснабжения котельной используется вода из водопровода питьевого качества. Давление воды на вводе в котельную составляет 2,0 кгс/см^2.

Для приготовления умягченной воды применяется установка умягчения воды непрерывного действия типа ФИО-Д-1035. Установка состоит из двух пластиковых емкостей, армированных стекловолокном, с распределительными системами, автоматическими управляющими клапанами, фильтрующим материалом и бака для приготовления регенерационного раствора. Фильтрующий материал – сильнокислотная катионообменная смола в натриевой форме. Регенерация осуществляется раствором поваренной соли (NaCl).

Условия эксплуатации: рабочее давление - 2÷6 кг/см2; температура в помещении - 5÷350С; влажность воздуха – не более 70%; электроснабжение – 220В, 50Гц, 50Вт.

Умягчение воды осуществляется методом ионного обмена. Жесткие катионы (кальция и магния) замещаются на катионы натрия при фильтровании воды через слой сильнокислотного катионита. После исчерпания обменной емкости катионита осуществляется его восстановление (регенерация) промывкой раствором поваренной соли. Для обеспечения непрерывности процесс протекает поочередно в двух фильтрах, один находится в работе, другой на регенерации или в режиме ожидания. Установка работает в автоматическом режиме, перевод фильтра на регенерацию осуществляется контроллером по сигналу счетчика воды. Каждый фильтр обслуживается многоходовым автоматическим клапаном Fleck и проходит последовательно следующие стадии: работа, обратная промывка, осолонение и медленная промывка, наполнение солевого бака

водой. При регенерации насыщенный раствор поваренной соли засасывается инжектором управляющего клапана из бака- солерастворителя и проходит через слой катионита. Отработанный раствор и промывные воды сбрасываются в канализацию.

Общая жесткость воды снижается до 100-150 мкг-экв/л, а при последовательной двухступенчатой обработке – до 10-20мкг-экв/л. Для регенерации используется таблетированная поваренная соль.

Таблица 4.3

Характеристика дуплексной автоматической установки умягчения воды типа ФИО-Д 1035 ТУ У 29.2-31582737-002-2003

Тип	Технические характеристики				Габаритные размеры	
	Номинальная производительность, $м^3$/ч	Рабочая обменная емкость, г-экв	Количество смолы, л	Расход соли, кг/рег.	Установка Ш×Д×В, мм	Солее-вой бачок, л
Автоматический управляющий клапан FLECK 9000/1600 SE 3/4” Meter						
ФИО-Д 1035	1,2	42	30	7,2	500*1100*1200	100

Таблица 4.4

Расход воды

Наименование	Расчетный расход водопроводной воды для приготовления горячей воды	Объем воды на заполнение системы отопления	Расход воды на подпитку, $м^3$/ч	Объем стоков, $м^3$/сутки
Котельная	5,8 $м^3$/ч	17 600л, первоначальное, одноразовое заполнение системы отопления перед вводом объекта в эксплуатацию	1,2 $м^3$/ч, подпитка осуществляется в аварийных ситуациях, максимальное время 5минут	1 $м^3$/сутки, стоки во время сервисных работ два раза в год, аварийные сливы и разливы учету

				не подлежат

4.7 Пожаротушение

В помещении газифицированной котельной предусматриваются средства пожаротушения, которые размещены на щите. В состав средств пожаротушения входят:

- порошковый огнетушитель ОП-9Б из расчета один огнетушитель на два котла;
- лист войлока, размерами 2,0 х 2,0 м - 2 шт.;
- ящик с песком, емкостью 0,5 куб. м - 2 шт.;
- лопата, лом, топор, крюк - соответственно по 1 шт.;
- ведро емкостью 8 л - 1 шт.

Место расположения инвентаря и его комплектность устанавливает пожарная охрана.

4.8 Энергосбережение

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по энергосбережению:

-применение котлов с КПД>90% (ŋ= 0,94);

-применение электропотребителей (насосов, котлов, автоматики и пр.) с малым потреблением электроэнергии;

-применение режимов теплоснабжения объекта в зависимости от температуры наружного воздуха, что значительно снижает расход энергоносителей;

-для учета расхода холодной воды, расходуемой для приготовления горячей воды и подпитки, применен счетчик воды;

-для учета количества тепла применен счетчик тепловой энергии, установленный в котельной.

4.9. Охрана труда и техника безопасности

В котельной предусматривается:

• приточно-вытяжная вентиляция;

• противопожарные мероприятия;

• автоматика безопасности;

• свободная площадь перед фронтом котла для проведения текущего ремонта оборудования, арматуры, приборов контроля и регулирования.

Работники, занятые эксплуатацией газоиспользующих установок обязаны пройти обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в газовом хозяйстве и сдать экзамен в соответствии с [12]. Каждый работник при допуске к работе должен пройти инструктаж в установленном порядке по вопросам охраны труда на рабочем месте (за личной подписью). На предприятии должно быть разработано и утверждено руководителем положение-инструкция по организации и проведению контроля за безопасной эксплуатацией газового хозяйства, в которой должно быть предусмотрено:

- периодичность и объем проводимых проверок;

- порядок выявления и устранения нарушений;

- определение состояния газопроводов газового оборудования и приборов;

- анализ причин допущенных нарушений.

Для специалистов, занятых технической эксплуатацией газового хозяйства, собственником должны быть разработаны и утверждены должностные производственные инструкции. Производственные инструкции доводятся до сведения работников под расписку.

К инструкции по техническому обслуживанию и ремонту оборудования должна прилагаться технологическая схема с обозначением

мест установки регулирующих устройств, предохранительной и запорной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов и средств противоаварийной защиты. На оборудовании, регулирующих устройствах, предохранительной и запорной арматуре должны быть проставлены номера соответствующие технологической схеме.

Работа котлов предусматривается без обслуживающего персонала, в связи с чем котельная оборудуется:

• охранной сигнализацией;

• системой автоматизации, обеспечивающей безаварийную работу, противоаварийную защиту.

• отключение подачи газа аварийным электромагнитным клапаном при загазованности помещения и отключение электроснабжения, выводом сигналов о загазованности на выносной сигнальный пульт, с расшифровкой.

Проектная и исполнительная документация на сооружения систем газоснабжения должна храниться на предприятии.

На системы газоснабжения СПГХ предприятие должно составлять эксплуатационный паспорт (п.4.1.14.).

Собственник предприятия обязан обеспечить газовую службу помещением, телефонной связью, транспортом, оборудованием, механизмами, приборами, инструментами, материалами, средствами индивидуальной защиты, необходимыми для проведения технического обслуживания, ремонтных работ, газоопасных и аварийных работ.

При газоопасных работах применяют инструмент во взрывоопасном исполнении.

Ударные взрывоопасные инструменты изготавливаются из цветных металлов или их сплавов (медь, алюминий, фосфорная бронза). Там, где невозможно использовать инструменты из цветных сплавов и металлов (ограничения по твердости, прочности и т.д.), применяют стальной омедненный инструмент.

Инструмент для рубки металла и другие приспособления из неомедненных сталей перед употреблением во взрывоопасных условиях густо смазывают солидолом или техническим вазелином. Применение электрических инструментов, дающих искрение (дрели и др.) в загазованной среде запрещается.

Монтажные работы должны выполняться с соблюдением требований [12].

4.10 КИП и автоматика

Заземление приборов и средств автоматизации выполнено отдельным проводом или жилой кабеля. Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, вводы технологических трубопроводов и металлические корпуса технологического оборудования подлежат заземлению путем металлического соединения с внутренним контуром заземления.

Разводка кабелей выполнена на конструкциях, а также по стенам в гибком гофрированном рукаве.

Котлы «Vitorond – 200» поставляются с блоками управления и набором контрольно – измерительных приборов и средств автоматизации, позволяющих осуществить цифровой контроль температуры горячей воды.

Кроме того, проектом предусматриваются местные показывающие и сигнализирующие приборы, обеспечивающие контроль:

- температуры и давления воды до каждого котла;
- температуры наружного воздуха;
- температуры и давления воды после насосов систем отопления 1-й и 2-й зоны, насосов системы вентиляции1-й и 2-й зоны, насосов греющей воды к тепловым пунктам ГВС 1-й и 2-й зоны;
- температуры и давления обратной воды из систем отопления, системы вентиляции, систем греющего контура;

- температуры и давления в коллекторах прямой и обратной воды котельной и ИТП;

- температуры и давления воды на вводах водопроводов в котельной и ИТП;

- давления после каждого котла, котлового насоса, до насосов систем отопления, системы вентиляции, насосов греющих контуров;

- уровня воды в баке запаса холодной воды;

- наличия утечки газа в помещении котельной;

- наличия СО в помещении котельной;

- возникновения пожара;

- положения входной двери в помещении котельной;

-понижения температуры в помещении котельной ниже ($+5^0$C)

- контроль наличия напряжения (пофазно).

Приборы контроля предусмотрены, в основном, западноевропейского производства, обеспечивающие высокую надежность в работе.

Система автоматики, состоящая из каскадного контролера Vitotronic-300 – К типа MW1, котловых контролеров Vitotronic – 100 типа GC1 и предусмотренных в проекте средств автоматизации позволяет осуществить:

- автоматическое регулирование температуры горячей воды;

- автоматическое управление 2- ступенчатыми горелками;

- защиту от перегрева;

-автоматический контроль защиты от замерзания;

- увеличение температуры обратного потока 3-х ходовым смесительным клапаном;

-автоматическое управление по суточной, недельной и каникулярной программе;

-автоматическое управление котловыми насосами и смесительными клапанами котлов;

- информационный обмен между контроллерами через телекоммуникационную шину LON.

Управление насосами систем отопления, смесителями систем отопления, насосами греющих контуров осуществляется автоматически от контроллера Vitotronic – 300 с защитой от «сухого хода» при понижении давления в обратной сети.

Управление насосами систем вентиляции осуществляется автоматически из шкафа ШР№1 с блокировкой работы приточных вентиляторов от «сухого» хода при понижении давления в обратной сети отопления.

Насосы горячего водоснабжения 2 – ой зоны (индивидуальный тепловой пункт) работают постоянно.

Подпиточная насосная станция (1 рабочая, 1 – холодный резерв) работает постоянно с защитой от «сухого хода» по нижнему уровню в баке запаса холодной воды.

В проекте предусмотрен автоматический ввод резервных насосов:

отопления 1 – ой зоны для индивидуального теплового пункта, насосов вентиляции для индивидуального теплового пункта, а также автоматический ввод резерва наосов ГВС 2 – ой зоны расположенных в индивидуальном тепловом пункте.

Аппаратура управления насосами котельной смонтирована в шкафу «ШР№1», аппаратура управления насосами индивидуального теплового пункта - в шкафу «ШР№2».

Аварийное состояние работы насосов вынесено на выносной сигнальный пульт «СП».

Электрические связи между средствами автоматизации выполнены проводом марок ПВС и ПВ3, кабелем ВВГ и КВВГ.

В соответствии с требованиями СНиП II -35-76 в проекте предусмотрена система сигнализации, выполненная на базе несерийных «

Устройств сигнализации котельной» («УСК») и «Сигнального пульта» («СП»), позволяющая осуществить сбор, фиксацию и передачу общего светового и звукового сигнала на выносной сигнальный пульт при:

- аварии котлов;

-аварии насоса;

- появлении утечки газа в помещении котельной;

- появлении СО в помещении котельной;

- возникновении пожара;

- понижении температуры воздуха в помещении котельной ниже допустимой (+5°С);

- нарушении электроснабжения котельной;

- несанкционированном проникновении в помещение котельной.

Система обеспечивает сохранение фиксации состояния параметров при отключении электропитания за счет применения в схеме поляризованных реле и подачу кратковременного звукового сигнала за счет применения конденсаторов.

При исправной работе котельной все элементы устройства сигнализации, кроме контролирующих электропитание, находятся в пассивном состоянии, на выносном сигнальном пульте горит сигнал о целостности линий связи и наличии электропитания пульта, а также сигналы расшифровки.

В случае срабатывания одного или нескольких датчиков в котельной, переключаются соответствующие реле и одним из своих контактов включают световой сигнал на панели «УСК», а другим замыкают линию связи, что приводит в работу звуковой генератор в сигнальном пульте. На сигнальном пульте гаснет соответствующий сигнал. По звуковому сигналу (он может быть снят) дежурный персонал принимает меры в соответствии с инструкцией.

Состояние элементов устройства сигнализации сохраняется до нажатия кнопки «отбой», возвращающей схему в исходное состояние.

Устройство сигнализации «УСК» устанавливается в помещении котельной, выносной сигнальный пульт «СП» в помещении с постоянным присутствием дежурного персонала и телефоном. Связь между «УСК» и «СП» осуществляется кабелем КВВГ 7 х 1,0 предусматриваемым и прокладываемым Заказчиком. Трасса кабеля и способ прокладки определяется по месту монтажа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной были спроектированы газовые сети микрорайона города и разработана газификация отопительно-вентиляционной котельной.

Выполнены следующие задачи:

1) найдены расходы газа для снабжения различного рода потребителей микрорайона;
2) рассчитана кольцевая сеть низкого давления микрорайона;
3) рассчитана кольцевая сеть высокого давления микрорайона;
4) разработано внутреннее газоснабжение крышной котельной жилого дома.

Список литературы

1. СНиП 23–01–99*. Строительная климатология. М.: ГУП ЦПП, 2004.

(Актуализированная редакция СП 131.13330.2018. Минрегион России. 2013).

2. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. М.: Минрегион России, 2015. – 11 с.

3. ГОСТ 3136-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. М.: Стандартинформ, 2008. – 58 с.

4. Ионин А.А. Газоснабжение: Учебник для ВУЗов. 4 издание, переработанное и дополненное / Ионин А.А. – М: Стройиздат, 1989. – 439с.

5. СНиП 2.07.01-89*. Планировка и застройка городских и сельских поселений. М.: ОАО «ЦПП», 2011. – 110 с. (Актуализированная редакция СП СП 42.13330.2016 Минрегион России. 2016).

6. Методические указания к заданиям для практических занятий по газоснабжению для студентов специальность 2907 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна»/ А.А. Ионин, В.А. Жила и др.: М МГСУ 1994г.

7. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб / Госстрой России, 2008, – 172 с.

8. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. М.: ГУП ЦПП, 20012. (Актуализированная редакция СП124.13330.2012 Минрегион России. 2012).

9. Газовые сети и установки. Учебное пособие для сред. проф. образования / Жила В.А., М.А. Ушаков, О.Н. Брюханов. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 272с.

10. Справочник по газоснабжению и использованию газа/ Стаскевич Н.Л. , Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Л.: Недра, 1990. – 762 с. 20)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.

11. Системы газоснабжения: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Фалалев Ю. П., Клоков А. А., Марухин А.И-Н.Новгород: Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т, 1993. – 99 с.

12. СНиП II-35-76. Котельные установки. М. : ГУП ЦПП, 2012. (Актуализированная редакция СП 89.13330.2012. Минрегион России. 2012).

13. ГОСТ 21204-7. Горелки газовые промышленные. Общие технические требования (с изменениями N 1, 2, с поправкой). - М.: ИПК Издательство стандартов, 1 7. – 42 с.

14. ГОСТ 326275. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6)» М.: ИПК Издательство стандартов, 1975. – 8 с.

15. ГОСТ 107041. «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2)» М.: ИПК Издательство стандартов, 1 1. – 11 с.

16. СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. М.: ЗАО "Полимергаз", ФГУП ЦПП, 2004. – 91 с.

17. ГОСТ 21.609-83. Газоснабжение. Внутренние устройства. - М.: Издательство стандартов, 1984. - 16 с.

18. ГОСТ 21.610-85. Газоснабжение. Наружные газопроводы. - М.: Издательство стандартов, 1986. - 8 с.

19. Сайт Некоммерческого Партнёрства Инженеров [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.abok.ru/

20. Сайт группы компаний «Газовик» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.gazovik-gaz.ru/

21. Сайт «Клуб газовиков» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.club-gas.ru/

22. Автономное теплоснабжение: Учебное пособие - Ростов-на-Дону: Рост.

гос. строит. ун-т, 2011. – 143 с.

23. Сологаев В. И. Автономное теплоснабжение : учебное пособие. – Омск: СибАДИ, 2017. Режим доступа: http://bek.sibadi.org/fulltext/EPD1059.pdf, свободный после авторизации. – Загл. с экрана.

24. Сологаев В. И. Проектирование крышной котельной : учебное пособие. – Омск: СибАДИ, 2017. Режим доступа: http://bek.sibadi.org/fulltext/ESD103.pdf, свободный после авторизации. – Загл. с экрана.