

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

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
преподаватель

_____ С.Л. Дегтярь
_____ 2020 г.

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

_____ Д.В.Ульрих
_____ 2020 г.

Газоснабжение посёлка Якупово Красноармейского района
Челябинской области

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 08.03.01.2020.39.425 ПЗ ВКР

Раздел «Автоматизация»
к.т.н., доцент

_____ С.В. Панфёров
_____ 2020 г.

Руководитель работы:
преподаватель

_____ С.Л. Дегтярь
_____ 2020 г.

Автор проекта:
студент группы АС-425

_____ А.Д. Кузьменко
_____ 2020 г.

Нормоконтролер:
преподаватель

_____ С.Л. Дегтярь
_____ 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Кузьменко А.Д. Газоснабжение поселка Якупово Красноармейского района, Челябинская обл. – Челябинск: ЮУрГУ, АС-425; 2020, с.89, библиогр. список – 22 наим.; 6 прил., 7 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет и конструирование газораспределительных сетей в поселке Якупово Красноармейского района, Челябинская область.

Работа включает в себя 10 частей: технологическая часть – газоснабжение индивидуальных жилых домов и котельной, автоматизация ГРУ.

Технологическая часть включает в себя:

- Определение потребления газа на бытовые и коммунальнобытовые нужды, на системы отопления и вентиляции, на горячее водоснабжение.
- Конструирование сетей газоснабжения высокого и низкого давлений.
- Гидравлические расчеты сетей высокого и низкого давлений, внутридомового газопровода, газопровода в котельной.
- Подбор оборудования в газорегуляторный пункт и газорегуляторную установку, которая располагается в котельной.

Части автоматизации разработана схема автоматического регулирования ГРПБ.

Графическая часть содержит 7 листов формата А1.

						08.03.01.2020.39.425 ПЗ КП		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Дегтярь				Газоснабжение поселка Якупово Красноармейского района, Челябинская обл	УП	3	
Руководи	Дегтярь					ЮУрГУ Кафедра ГИСиС		
Студент	Кузьменко							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ	8
1.1 Характеристика проектируемого поселка	8
1.2 Климатические характеристики.....	9
1.3 Характеристики газообразного топлива	10
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДА ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ	12
2.2 Определение расходов теплоты жилыми домами.....	14
2.3 Определение расходов теплоты общественными зданиями.....	14
3 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	15
3.1 Подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома	15
3.2 Подбор газоиспользующего оборудования для теплогенераторной	19
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ.....	24
4.1 Конструирование сетей газоснабжения среднего давления	24
4.2 Определение часового расхода газа теплогенераторной	25
4.3 Определение расхода газа в тупиковой сети среднего давления	25
4.4 Алгоритм гидравлического расчета тупиковой сети среднего давления..	28
4.5 Гидравлический расчет тупиковой сети среднего давления	31
5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	35
5.1 Конструирование сетей внутридомового газопровода.....	35
5.2 Определение расчетных расходов газа	37
5.3 Гидравлический расчет сети внутридомового газопровода	38
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВОГО ГАЗОПРОВОДА.....	41
6.1 Конструирование внутридомового газопровода.....	41
6.2 Определение расчетных расходов газа	42
6.3 Гидравлический расчет внутридомового газопровода.....	44
7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ	49
7.1 Конструирование сети газопровода теплогенераторной	49
7.2 Подбор оборудования ГРУ теплогенераторной.....	51

7.3	Определение параметров воздуха и продуктов сгорания	56
7.4	Расчет дымовой трубы.....	59
7.5	Организация тяги	65
8	ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ	67
8.1	Требования к ГРП.....	67
8.2	Оборудование пунктов редуцирования газа.....	68
8.3	Подбор оборудования ГРП.....	69
9	ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА	76
10	АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	80
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	87
	ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	90

ВВЕДЕНИЕ

В 2017 году в Челябинской области была принята программа газификации, разработанная по поручению федерального правительства. В ходе ее реализации в течении 4 лет протяженность газовых сетей на Южном Урале вырастет более чем на 450 километров. Прогнозируется, что уровень газификации области увеличится до 70,8%. В регионе до 2021 года планируется газифицировать около 14 тыс. квартир и частных домов.

Современные распределительные системы предоставляют собой сложный комплекс сооружений, состоящих из следующих элементов:

- газовых сетей низкого, среднего и высокого давления;
- газораспределительных станций, контрольно-регуляторных пунктов, газорегуляторных пунктов и установок;
- систем связи и телемеханизации.

Рост объема потребления природного газа, масштабность современных предпринимательских систем ставят перед инженерами-проектировщиками все новые сложные задачи: развитие и повышение надежности систем газоснабжения, повышение эффективности использования топливно – энергетических ресурсов. В свою очередь, реализация программы газификации обеспечит ежегодное снижение вредных выбросов в атмосферу и улучшение экологической обстановки в Челябинской области, позволит максимально поднять уровень жизни людей в поселке Якупово.

Целью данного проекта является проектирование сетей газоснабжения жилых домов поселка Якупово Красноармейского района.

Задачи:

1. запроектировать сеть газоснабжения высокого давления, среднего давления и низкого давления;
2. запроектировать газоснабжение жилого индивидуального дома;
3. произвести подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома, оборудования в ГРУ.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В работе описана методика определения характеристик газообразного топлива, расчетных расходов газа бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями по годовым нормам, гидравлического расчета магистральных газопроводов высокого давления и среднего давления, распределительных газопроводов низкого давления, внутридомового газопровода, подбор газоиспользующего оборудования в жилом доме, расчет и подбор оборудования газорегуляторного пункта (ГРУ), приведены характеристики элементов схемы и принцип ее работы.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ

1.1 Характеристика проектируемого поселка

Объектом проектирования является газоснабжение жилых домов поселка Якупово Красноармейского района Челябинской области. Красноармейский муниципальный район находится в северо-восточной части Челябинской области, расположен правее Челябинска. Административным центром Красноармейского района является село Миасское. Поселок Якупово находится в Восточной части лесостепной зоны Западно-Сибирской равнины. Климат переходный от умеренно-континентального к резко-континентальному, с резким колебанием температур, холодной и умеренной снежной зимой; теплым, периодически засушливым летом. Данная местность имеет равнинный рельеф с высотами в пределах 160-250 м над уровнем моря, наклоненную на восток. Географическая широта поселка - 55°с.ш.

Основными грунтами являются глины, пески и щебень. Почвы представлены черноземами выщелоченными и оподзоленными, черноземами выщелоченными обыкновенными в сочетании с солонцами и солонцеватыми почвами, а также серыми лесными почвами в сочетании с солодами.

На территории зоны проектирования газопровода имеются зеленые насаждения, не мешающие газоснабжению. Искусственные препятствия: линии электропередач, железнодорожные пути и т.д. отсутствуют.

Поселок Якупово застроен трехэтажными жилыми домами, 34 из которых учувствуют в газоснабжении. Число жителей поселка по данным переписи населения равно 667 человек.

Нужды отопления, ГВС и пищевого приготовления обеспечиваются газоснабжением жилых домов.

Проектируемый газопровод подключается посредством врезки в существующий полиэтиленовый газопровод среднего давления диаметром 140x12,7 мм.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

По техническому заданию на проектирование известны: удельные отопительные характеристики жилых домов: $q_0 = 1,55 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}}$; магазина (универмага): $q_0 = 2,16 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}}$; административного здания: $q_0 = 1,42 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}}$.

1.2 Климатические характеристики

Климат переходный от умеренно-континентального к резко-континентальному, с резким колебанием температур, холодной и умеренной снежной зимой; теплым, периодически засушливым летом.

Особенностями данного климата являются: малое количество осадков, летние суховеи, ранние и поздние заморозки.

На формирование климата существенно влияют Уральские горы, создающие препятствие на пути движения западных воздушных масс.

Зимой Челябинская область находится под влиянием Азиатского антициклона. Континентальный воздух, поступающий из Сибири, приносит морозную и сухую погоду. Наблюдаются также частые вторжения холодных воздушных масс с севера. Летом на территории области преобладает низкое давление. Сюда приходят арктические воздушные массы с Баренцева и Карского морей, а с юга перемещаются тропические массы воздуха из Казахстана и Средней Азии. С вхождением континентального тропического воздуха устанавливается жаркая и сухая погода. Западные ветры с Атлантического океана приносят влажную и неустойчивую погоду.

Средняя температура в январе составляет $-15-17 \text{ °C}$, в июле $+16-19 \text{ °C}$. Среднегодовое количество осадков – 350 мм в год на равнине и 600 мм в год в горах. По количеству осадков горно-лесная зона является районом избыточного увлажнения, лесостепная – умеренного, степная – недостаточного увлажнения.

Лето длится более 4 месяцев, продолжительность безморозного периода - 123 дня. Лето характерно солнечной теплой, нередко жаркой погодой, которая чередуется с короткими дождливыми периодами. Относительная влажность в

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

Максимальная глубина промерзания почвы - 180-200 см. В течение всего года, особенно зимой, преобладают юго-западные и западные ветры. В соответствии с СП 131.13330.2018 район строительства по климатическим характеристикам находится в: IВ климатическом районе; зона влажности - сухая; III-по весу снегового покрова (с нормативным значением веса снегового покрова 1.5 кПа); V- по средней скорости ветра; IV- по толщине стенки гололеда (с толщиной стенки гололеда 15 мм).

Климатические данные принимаются для города Челябинска, согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», таблица 3.1 [1]:

$n_o = 212$ сут – продолжительность отопительного периода;

$t_o = -32$ °С – расчетное значение температуры наружного воздуха;

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

$t_{вн} = 21$ °С – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, принимается согласно ГОСТ 30494-211 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях», таблица 1 [2].

1.3 Характеристики газообразного топлива

Исходные данные для определения теплоты сгорания и плотности газа принимаются согласно таблице 1.1. Для газоснабжения поселка принимаем Уренгойское месторождение газа.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 1.1 – Состав газа в процентах по объему

ρ	0,73	кг/м ³ – сухой газ (легче воздуха)			
Наимен-ие	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂
%	97,64	1,32	0,01	0,30	0,73
доля	0,9764	0,0132	0,0001	0,003	0,0073
Q _{инр}	35,76	63,65	91,14	0,00	0,00
ρ	0,717	1,356	2,004	1,977	1,251

Поселок имеет трехэтажную застройку, низшая теплота сгорания газообразного топлива рассчитывается по формуле:

$$Q_p^H = \sum_{i=1}^n r_i \cdot Q_{pi}^H \quad (1.1)$$

где r_i – доля компонента в содержании природного газа;

Q_{pi}^H – низшая теплота сгорания компонента газовой смеси, МДж/м³; принимается по [1], табл. I.2.

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

Плотность газовой смеси определяется по формуле:

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

где ρ_i – плотность компонента газовой смеси, кг/м³, принимается по [1], табл. I.2.

$$\rho_c = 0,01(97,64 \cdot 0,7168 + 1,32 \cdot 1,356 + 0,01 \cdot 2,004 + 0,3 \cdot 1,977 + 0,73 \cdot 1,251)$$

$$\rho_c = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \text{ – сухой газ (легче воздуха).}$$

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДА ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

2.1 Определение расходов теплоты жилыми домами

Тепловые нагрузки зависят от расходов газа. Определение тепловых нагрузок для систем отопления и вентиляции осуществляется методом удельных характеристик.

1) Расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопления, кДж/ч, определяется по укрупненным показателям:

$$Q_o = q_o \cdot V \cdot (t_b - t_H^P) \cdot (1 + \mu) \quad (2.1)$$

Где q_o – удельная тепловая характеристика здания, кДж/м³·ч·°С, [2, табл.13];

V – объем здания по наружному обмеру, м³;

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

t_H^P – расчетная температура наружного воздуха, °С, [1, табл.3.1];

μ – обусловленный тепловым и ветровым напором.

Для жилых и общественных зданий при правильной эксплуатации максимальный коэффициент инфильтрации в большинстве случаев составляет 3-6 %, что лежит в пределах погрешности расчета теплотерь. Поэтому инфильтрацию не вводят в расчет, то есть принимают $\mu=0$.

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

$$Q_o = q_o \cdot V \cdot (t_b - t_H^P) \quad (2.2)$$

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

$$Q_{ГВС} = \frac{m \cdot q_{сут.ср.} \cdot C \cdot (t_r - t_x) \cdot (1 + \beta)}{24} \quad (2.3)$$

m – число жителей, чел;

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

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

t_r – средняя температура горячей воды в водоразборных стояках, $t_r = 60^\circ\text{C}$;

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

β – коэффициент, учитывающей расход воды населением, при отсутствии данных принимается 0,25.

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

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot Q_{\text{ГВС}} \quad (2.4)$$

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

Рассчитаем расход тепла на один индивидуальный дом:

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

$$Q_o = 1,55 \cdot 618 \cdot (21 + 32) = 50\,769 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 14,1 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_o = 14,3 \cdot 1,1 = 15,5 \text{ кВт}$$

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

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

С учетом коэффициента запаса мощности:

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

3) Максимальная нагрузка на ГВС:

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

Суммарный расход тепла на жилой индивидуальный дом:

$$\Sigma Q = 15,5 + 6,3 = 21,9 \text{ кВт}$$

2.2 Определение расходов теплоты общественными зданиями

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

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

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

Рассчитаем расход тепла на детский сад.

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

$$Q_{o,v}^{\text{дет.сад.}} = 1,9 \cdot 1200 \cdot (21 + 32) = 120\,840 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 33,6 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_o = 33,6 \cdot 1,1 = 36,9 \text{ кВт}$$

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

$$Q_{\text{ГВС}} = \frac{100 \cdot 30 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) \cdot (1 + 0,25)}{24} = 36\,008 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 10 \text{ кВт}$$

С учетом коэффициента запаса мощности:

$$Q_{\text{ГВС}} = 10 \cdot 1,1 = 11 \text{ кВт}$$

3) Максимальная нагрузка на ГВС:

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot 11 = 26,4 \text{ кВт}$$

Остальные общественные здания рассчитываются аналогично, результаты приведены в приложении А. В итоге суммарная тепловая нагрузка составила 879,2 кВт.

3 ПОДБОР ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Установку бытовых газовых плит, отдельно стоящих или встроенных в кухонную мебель, в жилых домах следует предусматривать в помещениях кухонь, коридоров высотой не менее 2,2 м, имеющих вытяжной вентиляционный канал, окно с форточкой или другим устройством, предусмотренным в окне для проветривания. Для притока воздуха в кухню в нижней части двери следует предусмотреть зазор между полом и дверью для притока воздуха.

Газовая плита должна быть оборудована системой "газ-контроль", прекращающей подачу газа на горелку при погасании пламени. Между газовым краном и шлангом следует установить диэлектрическую вставку, удовлетворяющую требованиям по прерыванию тока и прохождению полного потока газа.

Газоиспользующее оборудование должно быть заводского изготовления и оснащено автоматикой регулирования и безопасности.

3.1 Подбор оборудования для жилого дома

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

Также – при установке газоиспользующего оборудования, необходимо установить на кухне газовый счетчик.

Мощность котла определяется по формуле:

$$Q_k = \frac{\Sigma Q}{\eta_{\text{кот}}} \quad (3.1)$$

ΣQ – суммарный расход тепла на жилой дом, кВт;

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

$$Q_k = \frac{21,9}{0,92} = 23,8 \text{ кВт}$$

К установке приняты:

- На нужды отопления и горячего водоснабжения: двухконтурный турбированный котел BaltGaz 24 Turbo S 29541 мощностью $Q_k = 24$ кВт.
- На пищевые нужды: газовая комбинированная четырехконфорочная плита Gorenje KN55120 FW мощностью $q_k = 9,2$ кВт;
- Счетчик газа бытовой Гранд 1,6.

Вес:	0,62 кг.
Вес в упаковке:	0,7 кг.
Габариты без упаковки (ДхШхВ):	12х8,5х8 мм.
Габариты в упаковке (ДхШхВ):	13,7х9,7х8,7 см.
Межосевое расстояние:	120 мм.
Максимальный расход:	1,6 м ³
Присоединительная резьба:	1/2
Механизм:	Электронный
Комплектация:	Паспорт, прокладки
Производитель:	Гранд
Страна производства:	Россия



Рисунок 3.2 – технические характеристики газового счетчика

Гранд 1,6

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Технические характеристики BaltGaz 24 Turbo S

Габариты, мм	700x420x270	Серия	Turbo S
Число контуров	двухконтурный	Тип	Газовые настенные
Подключение водопровода или бойлера	1/2 дюйма	Подключение отопления	3/4 дюйма
Количество ступеней горелки	модулируемая	Встроенный циркуляционный насос	есть
Ширина, мм	420	Высота, мм	700
Глубина, мм	270	Возможность использования антифриза	есть
Мощность (кВт)	24	Тип камеры сгорания	закрытая
Вес, кг	28.5	Температура (гор. вода), °C	от 30 до 60
Допустимое давление природного газа, бар	0.02	Доп. давление сжиж. газа, бар	0.029
Напряжение, В	220	Объем расширительного бака, л	6
Подключение газа	3/4 дюйма	Производительность при t 30°C, л/мин	11.3
Тип	традиционный	Класс защиты, IP	X5D
КПД при 100% тепловой мощности, %	92	Мах потребляемая тепловая мощность, кВт	26.1
Мах расход природного газа, м³/ч	2,8	Мах расход сжиж. газа, кг/ч	2
Температура (отопление), °C	от 30 до 80	Потребляемая мощность, Вт	125
Диаметр коаксиального дымохода, мм	60/100	Производительность при t 25°C, л/мин	13.4

Рисунок 3.2 – технические характеристики газового котла
BaltGaz 24 Turbo S 29541






Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Характеристики Газовая плита Gorenje KN 55120 AW белый





Общие параметры

Цвет 	белый
Модель 	Gorenje KN 55120 AW

Общие характеристики

Число конфорок 	4
Объем духовки (л) 	52 л
Вид управления 	поворотный механизм
Дисплей 	нет
Дополнительные форсунки в комплекте 	есть

Варочная панель

Материал изготовления поверхности 	эмалированная сталь
Материал решеток (держателей) 	чугун
Электроподжиг 	есть
Газ-контроль конфорок 	нет

Духовка

Тип духовки 	электрический
Гриль 	есть

Габариты и вес





Ширина (см) 	50 см
Высота (см) 	85 см
Глубина (см) 	60.5 см
Вес 	39.5 кг

Рисунок 3.3 – технические характеристики газовой плиты

Gorenje KN 55120 FW

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3.2 Подбор газоиспользующего оборудования для теплогенераторной

Исходные данные:

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

2) Расчетные тепловые нагрузки согласно приложению А:

- На отопление и вентиляцию $Q_{ов} = 85,0$ КВт;
- На ГВС $Q_{гвсmax} = 29,4$ КВт; $Q_{гвс} = 12,3$ КВт

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

Согласно требованиям [9], для того, чтобы определить расчетную производительность котельной необходимо вычислить сумму расчётных часовых расходов тепла на отопление и вентиляцию при максимальном режиме и расчетного среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение. Кроме того, при определении расчетной производительности котельной должны учитываться расходы тепла на собственные нужды котельной, включая отопление в котельной.

При подборе котельного оборудования должны обязательно выполняться следующие условия:

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

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

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Алгоритм подбора котлов:

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

$$Q_{\text{ов}} = Q_{\text{отaх}} + Q_{\text{втаx}} \quad (3.2)$$

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

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = Q_{\text{ов}} \cdot 0,874 \quad (3.3)$$

где 0,874 – допустимое снижение подачи теплоты, при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления $t_0 = -32 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

$$Q_{\text{таxоbщ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвстаx}} \quad (3.4)$$

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

$$Q_{\text{ср.ч.оbщ}} = Q_{\text{ов}} + Q_{\text{гвс}} \quad (3.5)$$

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

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

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

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

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

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

б) Определяются расходы тепла на собственные нужды.

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

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

Потерями тепла в летний период пренебрегают.

7) Определяется суммарная мощность теплогенераторной:

• для холодного периода, кВт, по формуле

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

• для теплого периода, кВт, по формуле:

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{пот}}^{\text{л}} \quad (3.10)$$

Суммарная потребность нагрузок на топление и вентиляцию равна:

$$Q_{\text{ов}} = 85,0 \text{ кВт.}$$

Допустимая суммарная потребность нагрузок на топление и вентиляцию:

$$Q_{\text{ов}}^{\text{доп}} = 85,0 \cdot 0,874 = 72,3 \text{ кВт.}$$

Подключенная нагрузка при максимальном расходе ГВС:

$$Q_{\text{max}}^{\text{общ}} = 85,0 + 29,4 = 114,4 \text{ кВт.}$$

Подключенная нагрузка при максимальном среднечасовом расходе ГВС:

$$Q_{\text{ср.ч.}}^{\text{общ}} = 83,0 + 12,3 = 95,3 \text{ кВт.}$$

Потери в сетях для холодного периода года равны:

$$Q_{\text{пот}}^3 = 112,4 \cdot 0,03 = 3,4 \text{ кВт.}$$

Потери в сетях для теплого периода года равны:

$$Q_{\text{пот}}^{\text{л}} = 29,4 \cdot 0,03 \cdot 0,8 = 0,7 \text{ кВт.}$$

Расходы тепла на собственные нужды котельной равны:

$$Q_{\text{сн}} = 112,4 \cdot 0,015 = 1,7 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность теплогенераторной для холодного периода равна:

$$Q_{\Sigma}^3 = 95,3 + 3,4 + 1,7 = 100,4 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность теплогенераторной для теплого периода равна:

$$Q_{\Sigma}^{\text{л}} = 12,3 + 0,7 = 13 \text{ кВт.}$$

К установке принимаем три котла: один с номинальной мощностью $Q_{\text{к}} = 31 \text{ кВт}$ и два с $Q_{\text{к}} = 40,9 \text{ кВт}$

1. При выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление и вентиляцию потребителям в размере $Q_{\text{об}}^{\text{доп}} = 72,3 \text{ кВт}$ оставшимися котлами.

Определим мощность теплогенераторной при работе двух котлов, кВт:

$$Q_{\text{об}}^{\text{факт}} = Q_{\text{к1}} + Q_{\text{к2}}$$
$$Q_{\text{об}}^{\text{факт}} = 31 + 41,9 = 72,9 \text{ кВт.}$$

Первое условие выполняется.

2. Процесс загрузки котла в летний период:

$$Q_{\text{загр}} = \frac{13}{31} \cdot 100\% = 41,9\%$$

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Согласно техническим данным для рассматриваемого типа котлов минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла равна 40 %, следовательно, второе условие выполняется. Таким образом, к установке принимаются 3 котла: Beretta CITY 28 RAI с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 31$ кВт и два котла Baltur Tesis 42 с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 41,9$ кВт каждый.

Технические характеристики принятых котлов представлены в приложении Б.

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

$$Q_{\text{КОТ}}^{\text{час}} = n \cdot Q_{\text{КОТ}}$$

где n – количество котлов в теплогенераторной.

$$Q_{\text{КОТ}}^{\text{час}} = 31 + 2 \cdot 41,9 = 114,8 \text{ кВт.}$$

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

4.1 Конструирование сетей газоснабжение среднего давления

Проектируемый газопровод подключается с помощью врезки в существующий подземный полиэтиленовый газопровод среднего давления $P = 0,3$ МПа.

Точка врезки находится на западе проектируемого района. К газопроводу среднего давления присоединен ГРП, снижающий давление до низкого 2100 Па, для подключения жилых домов. Также от сети среднего давления питается котельная со встроенным ГРУ, снабжающая теплом общественные здания.

На проектируемой территории предусматривается подземная прокладка из полиэтиленовых труб. Прокладку газопроводов осуществляют на глубине не менее 1м (полиэтиленовые газопроводы), при этом температура грунта на данной глубине прокладки должна быть не менее -20 °С. Расстояние по вертикали между газопроводом (футляром) и подземными инженерными сетями принимают по СП 62.13330.2011 с изменением 1 приложению В [6].

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

Запорные устройства на газопроводах устанавливаются: перед пунктами ГРП, на выходе из данных пунктов, на ответвлении газопроводов к поселениям, перед наружным газоиспользующим оборудованием, при пересечении автомобильных дорог (запорное устройство должно располагаться не более 1000м от дорог).

Соединение полиэтиленовых газопроводов между собой необходимо производить сваркой при температуре от -15 °С до $+45$ °С электросварными муфтами. При температуре воздуха ниже 15 °С сварку разрешается производить в специальных укрытиях, с доведением температуры до технологической.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4.2 Определение часового расхода газа теплогенераторной, обслуживающей общественные здания

Часовой расход газа в м³/час для любого потребителя определяется по формуле:

$$V_{\text{час}} = \frac{Q_{i\text{час}} \cdot 3,6}{Q_p^H} \quad (4.1)$$

где $Q_{i\text{час}} = Q_{\text{час}}^{\text{КОТ}}$ – часовой расход теплоты котельной, принимается согласно пункту 3.2, кВт;

Q_p^H – низшая рабочая теплота сгорания газа, принимается согласно пункту 1.1, МДж/м³.

$$V_{\text{час}}^{\text{КОТ}} = \frac{124 \cdot 3,6}{35,77} = 12,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Часовой расход газа ГРП определяется по формуле:

$$V = k_{0n}^{\text{П}4} \cdot n \cdot \frac{q^{\text{П}4}}{Q_H^P} + k_0^K \cdot m \cdot \frac{q^K}{Q_H^P \cdot \eta} \quad (4.2)$$

где $k_{0n}^{\text{П}4}$ – коэффициент одновременности для плит в количестве, принимается по [6, табл.5];

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

$q^{\text{П}4}$, q^K – номинальная теплопроизводительность газопотребляющих приборов, $q^{\text{П}4} = 24$ кВт, $q^K = 9,2$ кВт;

η – коэффициент полезного действия котельного агрегата.

4.3 Определение расходов газа в тупиковой сети газоснабжения среднего давления

Расчетные расходы газа сети определяются по номинальной теплопроизводительности газопотребляющего прибора определяются по формуле 4.2.

Рассмотрим пример расчета участка 1-ГРП на основном направлении.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1) Расчетная схема представлена на рисунке 4.1.

2) Ассортимент приборов:

П-4, котел

$n = 34, m = 34$

$k_{034}^{П4} = 0,2294, k_0^K = 0,85$

$$V = 0,2294 \cdot 34 \cdot \frac{24 \cdot 3,6}{35,77} + 0,85 \cdot 34 \cdot \frac{9,2 \cdot 3,6}{35,77 \cdot 0,92} = 47,0 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Определение расчетных расходов газа остальных участков сети низкого давления производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - расчетные расхода газа по участкам сети среднего давления

№ уч-ка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэф.-т одновременности	V, м ³ /ч	
				по приборам м ³ /час	расчетный на уч-ке м ³ /час
Расчет второго (основного) направления ГРПБ-1-13-14-14'-15-16-17					
17-16	П-4	1	1	2,42	3,29
	К	1	0,85	0,87	
16-15	П-4	1	0,65	2,42	4,89
	К	2	0,85	1,75	
15-14'	П-4	3	0,35	3,26	6,88
	К	4	0,85	3,50	
14'-14	П-4	6	0,28	4,06	10,86
	К	7	0,85	6,12	
14-13	П-4	9	0,254	5,61	14,88
	К	10	0,85	8,74	
13-1	П-4	9	0,254	5,61	14,88
	К	11	0,85	9,62	
1-ГРПБ	П-4	31	0,229	17,27	47,00
	К	34	0,85	29,73	
Расчет первого направления 1-2-3-4-5-6-7-8-9					
9-8	П-4	1	1	2,42	3,29
	К	1	0,85	0,87	
8-7	П-4	2	0,85	4,11	5,86
	К	2	0,85	1,75	
7-6	П-4	3	0,45	3,26	5,88
	К	3	0,85	2,62	
6-5	П-4	4	0,35	3,38	6,88
	К	4	0,85	3,50	

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

Продолжение таблицы 4.1

№ уч-ка	Ассортимент приборов	Количество приборов	Коэф.-т одновременности	V, м ³ /ч	
				по приборам м ³ /час	расчетный на уч-ке м ³ /час
5-4	П-4	5	0,29	3,50	7,87
	К	5	0,85	4,37	
4-3	П-4	6	0,28	4,06	9,30
	К	6	0,85	5,25	
3-2	П-4	7	0,28	4,73	10,86
	К	7	0,85	6,12	
2-1	П-4	16	0,2405	9,29	23,29
	К	16	0,85	13,99	
Расчет ответвления 1 от основного направления 14'-18-19-20					
20-19	П-4	1	1	2,42	3,29
	К	1	0,85	0,87	
19-18	П-4	2	0,65	3,14	4,89
	К	2	0,85	1,75	
18-14'	П-4	3	0,45	3,26	5,88
	К	3	0,85	2,62	
Расчет ответвления 2 от основного направления 14-21-22-23					
23-22	П-4	1	1	2,42	3,29
	К	1	0,85	0,87	
22-21	П-4	2	0,65	3,14	4,89
	К	2	0,85	1,75	
21-14	П-4	2	0,65	3,14	5,76
	К	3	0,85	2,62	
Расчет ответвления 3 от первого направления 2-10-11-12					
12-11	П-4	5	0,29	3,50	7,87
	К	5	0,85	4,37	
11-10	П-4	11	0,251	6,67	16,29
	К	11	0,85	9,62	
10-2	П-4	16	0,239	9,24	23,23
	К	16	0,85	13,99	
Расчет ответвлений					
11-11'	П-4	1	1	2,42	3,29
	К	1	0,85	0,87	

Остальные ответвления типа 11-11' рассчитываются аналогично.

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

4.4 Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения среднего давления

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

1) Вычерчивается расчетная схема сети газопроводов: нумеруются участки, проставляются их длины, расчетные часовые расходы газа каждым потребителем. После подбора диаметров участков их также наносят на схему.

2) Намечается основное направление от источника газа до самого удаленного (или самого нагруженного) потребителя.

3) Определяются суммированием расчетные расходы газа каждого участка сети основного направления, начиная от конца по направлению к врезке.

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

$$L_p = 1,1 \cdot L \quad (4.3)$$

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

Расчетные длины суммируются по основному направлению.

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

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{\Sigma L} = \frac{P_H - P_K}{\Sigma L} \quad (4.4)$$

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

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

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot V^m}{\Delta P_{уд}}} \quad (4.5)$$

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

ρ_0 – расчетная плотность газа, кг/м³, принимается согласно пункту 1.2;

V – расчетный часовой расход газа, м³/ч, принимается согласно пункту 4.2.

Для сети среднего давления:

$$A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2} \quad (4.6)$$

где $P_0 = 0,101325$, МПа;

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

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (4.7)$$

Таблица 4.2 – Коэффициенты для полиэтиленовых труб

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

7) После расчета внутренний диаметр газопровода $d_{вн}$ принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов ближайший меньший – для полиэтиленовых труб. Это связано с тем, что гладкость полимерных труб на 30% выше чем у стальных, а, следовательно, меньше сопротивление.

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

$$Re = \frac{V}{9 \cdot \pi \cdot d_{вн} \cdot \nu} = 0,0354 \cdot \frac{V}{d_{вн} \cdot \nu} \quad (4.8)$$

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

$$Re \cdot \frac{n}{d_{вн}} < 23 \quad (4.9)$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для полиэтиленовых труб независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см., $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$ м/с² – кинематическая вязкость газа при нормальных условиях.

9) Определяется коэффициент гидравлического трения:

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

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.10)$$

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

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (4.11)$$

при $Re > 4000$ в зависимости от выполнения условия (4.8);

– Для гидравлически гладкой стенки (неравенство (4.8) справедливо):

при $4000 < Re < 100\,000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (4.12)$$

при $Re > 100\,000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (4.13)$$

– Для шероховатых стенок (неравенство (4.8) несправедливо):

при $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{n}{d_{\text{вн}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (4.14)$$

10) При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле:

$$P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{\text{вн}}^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{\text{вн}}^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (4.15)$$

Следовательно, конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{V^2}{d_{BH}^5} \cdot \rho_0 \cdot l} \quad (4.16)$$

11) После расчета основного направления выполняется расчет ответвлений по изложенной методике.

12) Фактическое давление в конце основного направления и ответвлений – у потребителей газа, полученное в результате расчетов, должно быть больше или равно требуемому конечному давлению.

Таким образом, увязка производится по формуле:

$$H = \frac{P_k - P_k^{TP}}{P_k} \cdot 100\% \leq \pm 10\% \quad (4.17)$$

где P_k – фактическое давление в конце участка, МПа;

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

4.5 Гидравлический расчет сетей газоснабжения среднего давления

Расчетная схема изображена на рисунке 4.1.

Основное направление начинается от врезки в существующий подземный стальной газопровод среднего давления $P_H = 0,3$ МПа и длится до самого нагруженного потребителя. Необходимое минимальное конечное давление у потребителя $P_k^{TP} = 0,25$ МПа.

Рассмотрим пример расчета участка 1 - 13, который является ответвлением от основного направления ГРПБ - 1 - 2:

1) $L = 79,2$ м; $L_p = 1,1 \cdot 79,2 = 87,1$ м; $\Sigma L = 87,1$ м; $V = 15,23$ м³/ч.

2) Удельные потери давления:

$$\Delta P_{уд} = \frac{0,3 - 0,005}{87,1} = 29,9 \frac{\text{МПа}}{\text{м} \cdot 10^{-5}}$$

3) Усредненное давление газа:

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left(0,3 + \frac{0,005^2}{0,3 + 0,005} \right) = 0,2 \text{ МПа}$$

$$A = \frac{0,101325}{0,2 \cdot 162 \cdot 3,12^2} = 0,000317$$

4) Расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{0,000317 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 15,23^{1,75}}{29,9 \cdot 10^{-5}}} = 7,792 \text{ см}$$

5) Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов. Примем на участке 1 - 13 газопровод ПЭ SDR11 с диаметром 90x8,2 мм, следовательно, внутренний диаметр $d = 7,36$ см.

6) Число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{15,23}{7,36 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 5123$$

7) Проверяется гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода:

$$5123 \cdot \frac{0,0007}{7,36} = 0,49 < 23$$

Условие выполняется.

8) Следовательно, коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{5123^{0,25}} = 0,037$$

9) Конечное давление на участке ГРПБ - 1 :

$$P_k = \sqrt{0,2966,34^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,037 \cdot \frac{15,23^2}{7,36^5} \cdot 0,73 \cdot 87,1} = 2893,56 \text{ Па}$$

Расчет остальных участков сети среднего давления производится аналогично и представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Гидравлический расчет участков сети среднего давления

№ уч-ка	Длина уч-ка, м		V, м ³ /ч	d _p , см	d _в , см	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па
	L	L _p								
Расчет основного направления ГРПБ-1-2										
ГРПБ-1	128,2	141,0	47	11,44	11,46	8046	0,033	3000	2966,34	33,66
1-2	787,6	866,4	23,29	8,91	9	6406	0,035	2966,3	2721,41	244,93
	∑ L=	1007,4							∑	278,59
$H = ((3000 - 2721,41) / 3000) * 100\% = 9,28\% < 10\%$										
Расчет ответвления 1-13										
1-13	79,2	87,1	15,23	7,79	7,36	5123	0,037	2966,3	2893,56	72,78
$H = ((2966,34 - 2893,56) / 2966,34) * 100\% = 2,45\% < 10\%$										

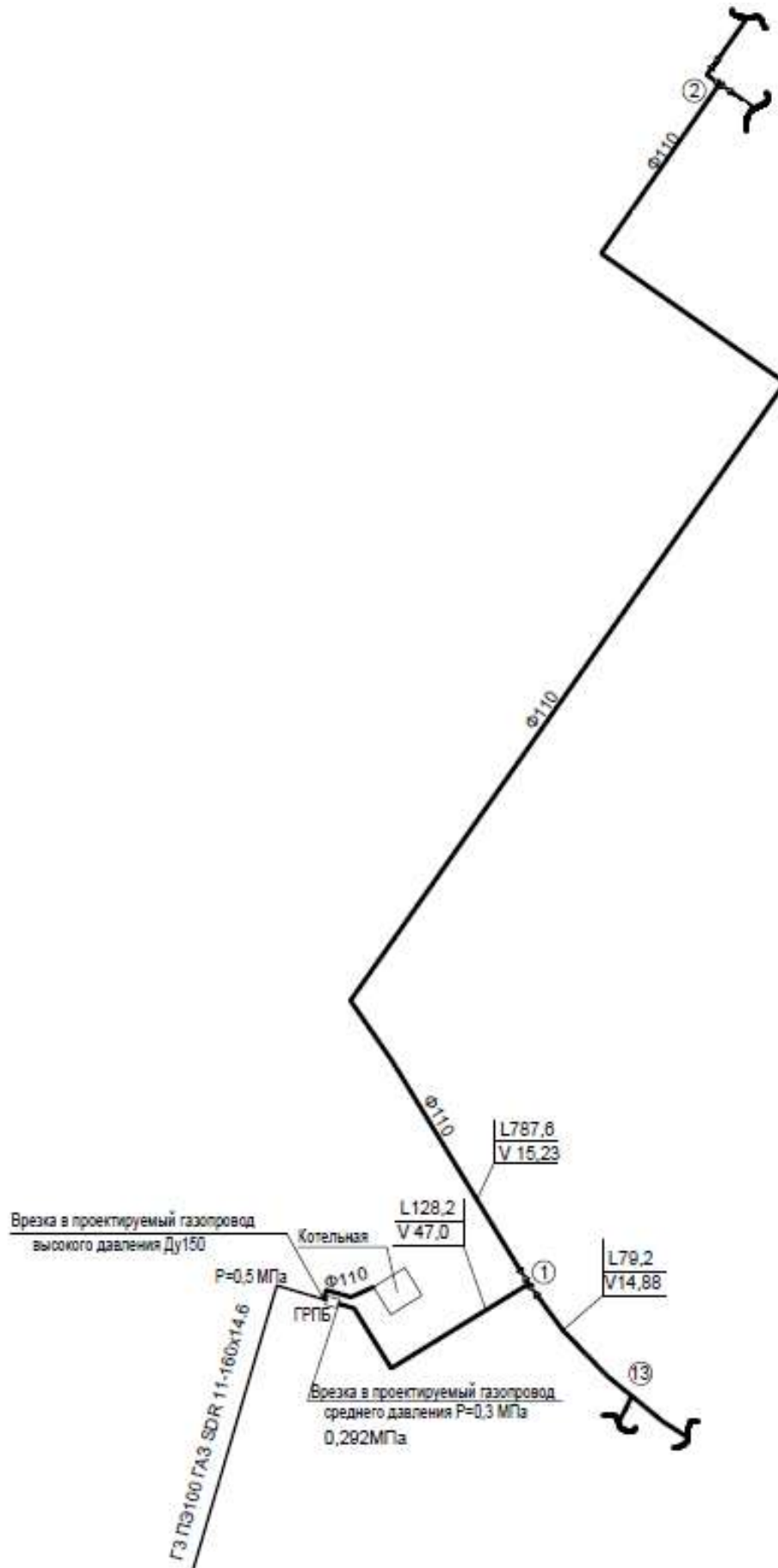


Рисунок 4.1 – Расчетная схема газопровода среднего давления

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУПИКОВЫХ СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

5.1 Конструирование тупиковых сетей газоснабжения низкого давления

Проектируемый газопровод низкого давления выходит из участков 2 и 13, где давление со среднего снижается до низкого 2500 Па в ГРУ. Газом низкого давления снабжается 34 жилых дома.

Подземный газопровод низкого давления запроектирован из полиэтиленовых труб ПЭ 100 SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 [9].

Газопровод низкого давления предусмотрено проложить подземно на глубине не менее 1,6 м до верха трубы для возможности подключения ответвлений к жилым домам.

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

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

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

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

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

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

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

Подземные газопроводы прокладывают вдоль линии застройки по улицам на расстоянии определенным [12] под газонами и тротуарами. Над газопроводами нельзя высаживать деревья и кустарники.

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

Переходы газопроводами под автомобильными дорогами осуществляются из стальных труб.

Основными достоинствами полиэтиленовых труб являются: стоимость ниже, чем у стальных; высокая коррозионная стойкость; малая масса; легкая обработка труб; меньшее гидравлическое сопротивление (по сравнению со стальными).

Запрещается наземная и надземная прокладка газопроводов из полиэтилена, а так же их прокладка в коллекторах, каналах и внутри зданий [12]. Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом, с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5.2 Алгоритм гидравлического расчета тупиковых сетей газоснабжения низкого давления

Алгоритм гидравлического расчета сетей газоснабжения низкого давления аналогичен алгоритму расчета для сетей среднего давления, изложенному в пункте 4.4. Расход газа на участках определяется по таблице 4.1.

Отличия алгоритма гидравлического расчёта сетей низкого давления от сетей среднего давления:

- 1) Значения начальных P_n и конечных P_k давлений подставляются в формулы в Па.
- 2) Значение коэффициента A в формуле (4.6) принимается в соответствии с таблицей 5.1, согласно [13].

Таблица 5.1 – Таблица для определения показателей

Категория сети	A
Сети низкого давления	$\frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} = 626$

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

$$P_n - P_k = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{v^6}{d \cdot vH^5} \cdot \rho_0 \cdot l = 626 \cdot \lambda \cdot \frac{v^6}{d \cdot vH^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (5.1)$$

Следовательно, конечное давление на участке определяется по формуле:

$$P_k = P_n - 626 \cdot \lambda \cdot \frac{v^6}{d \cdot vH^5} \cdot \rho_0 \cdot l \quad (5.2)$$

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

$$H = \frac{P_k - P_k^{тр}}{P_k} \cdot 100\% \leq \pm 10\% \quad (4.17)$$

5.3 Гидравлический расчет тупиковых сетей газоснабжения низкого давления

Основное направление начинается от участка 2 с давлением $P_H = 2500$ кПа до самого удаленного потребителя. Необходимое минимальное конечное давление у потребителя $P_K = 2330$ кПа.

Рассмотрим пример расчета участка 13 – 14 на втором направлении 13-14-15-16-17:

1) $L = 133,1$ м; $L_p = 1,1 \cdot 133,1 = 146,4$ м; $\Sigma L = 689$ м; $V = 15,23$ м³/ч.

2) Удельные потери давления:

$$\Delta P_{уд} = \frac{2500 - 2330}{689} = 0,25 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

3) Расчетный внутренний диаметр:

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,0446 \cdot 0,73 \cdot 15,23^{1,75}}{0,25}} = 7,18 \text{ см}$$

4) На участке 13 - 14 газопровод ПЭ SDR11 с диаметром 90x8,2 мм, тогда внутренний диаметр равен $d = 7,36$ см.

1) Число Рейнольдса:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{15,23}{7,36 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 5123$$

2) Проверяется гидравлическая гладкость внутренней стенки газопровода:

$$5123 \cdot \frac{0,0007}{7,36} = 0,49 < 23$$

Условие выполняется.

3) Следовательно, коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{5123^{0,25}} = 0,037$$

4) Конечное давление на участке 13-14 :

$$P_K = 2500 - 626,1 \cdot 0,037 \cdot \frac{15,23^2}{7,36^5} \cdot 0,73 \cdot 146,4 = 2475,97 \text{ Па}$$

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

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет участков сети низкого давления

№ участка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	d _p , см	d _в , см	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па	
	L	L _p									
Расчет основного направления 2-3-4-5-6-7-8-9											
1-2								2500			
2-3	34,7	38,2	10,86	6,32	6,14	4379	0,039	2500	2490,90	9,0976	
3-4	7,2	7,9	9,3	5,96	6,14	3750	0,040	2490,9	2489,46	1,439	
4-5	126,4	139,0	7,87	5,60	5,14	3790	0,040	2489,5	2445,58	43,886	
5-6	17,1	18,8	6,88	5,32	5,14	3314	0,042	2445,6	2440,89	4,6924	
6-7	73,2	80,5	5,88	5,02	5,14	2832	0,043	2440,9	2425,63	15,26	
7-8	29,7	32,7	4,89	4,68	5,14	2355	0,045	2425,6	2421,14	4,484	
8-9	169,4	186,3	3,29	4,03	4,08	1996	0,047	2421,1	2382,85	38,288	
∑ L=	503,5								∑	117,15	
Расчет ответвления от основного направления 10-11-12											
2-10								2500			
10-11	239,8	263,8	16,29	7,36	7,36	5479	0,037	2500	2445,96	54,042	
11-12	184,8	203,3	7,87	5,60	5,14	3790	0,040	2446	2381,80	64,162	
∑ L=	467,1								∑	118,2	
((ΔP ₂₋₉ -ΔP ₂₋₁₂)/ΔP ₁₀₋₁₂)*100% = ((117,15-118,2)/117,15)*100% = -0,89 % < 10%											
Расчет второго направления 13-14-14'-15-16-17											
1-13								2500,00			
13-14	133,1	146,4	14,35	7,02	7,36	4827	0,038	2500,00	2475,97	24,027	
14-14'	5,5	6,1	10,18	6,17	6,14	4104	0,040	2475,97	2474,69	1,2877	
14'-15	101,2	111,3	6,76	5,29	5,14	3256	0,042	2474,69	2447,76	26,928	
15-16	88	96,8	3,75	4,24	4,08	2275	0,046	2447,76	2422,75	25,009	
16-17	227,7	250,5	3,29	4,03	4,08	1996	0,047	2422,75	2371,28	51,465	
∑ L=	611,1								∑	128,72	
Расчет 1 ответвления от второго направления 14'-18-20											
ГРПБ-14'		380,6							2474,69		
14'-18	96,8	106,5	5,88	5,02	5,14	2832	0,043	2474,69	2454,51	20,18	
18-19	80,3	88,3	4,89	4,68	5,14	2355	0,045	2454,51	2442,39	12,12	
19-20	32,4	35,6	3,29	4,03	4,08	1996	0,047	2442,39	2435,06	7,32	
∑ L=	230,5								∑	39,63	
((ΔP _{14'-17} -ΔP _{14'-20})/ΔP _{14'-17})*100% = ((103,4-39,63)/103,4)*100% = 61,63% > 10% необходимо установить дополнительное местное сопротивление											

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

Продолжение таблицы 5.2

№ уч-ка	Длина участка, м		V, м ³ /ч	d _p , см	d _в , см	Re	λ	P _н , Па	P _к , Па	ΔP, Па
	L	L _p								
Расчет 2 ответвления от второго направления 14-21-22-23										
ГРПБ-14		374,5							2475,97	
14-21	18,2	20	5,76	5,28	5,14	2774	0,044	2475,97	2472,31	3,66
21-22	197,5	217	4,89	5,01	5,14	2355	0,045	2472,31	2442,49	29,82
22-23	157,9	174	3,29	4,14	4,08	1996	0,047	2442,49	2406,80	35,69
	∑ L=	411,0							∑	69,17
$((\Delta P_{14-17} - \Delta P_{14'-20}) / \Delta P_{14-23}) * 100\% = ((104,69 - 69,17) / 104,69) = 33,92\% > 10\%$ необходимо установить дополнительное местное сопротивление										

Расчетная схема сети низкого давления представлена в приложении В.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

6.1 Конструирование внутридомового газопровода

Проектирование внутридомовых газопроводов выполняется для трехэтажных и двухэтажных домов.

Один двухэтажный дом предназначен для одной семьи. В одном трехэтажном доме 15 квартир, из них: 3, четырёхкомнатных, 6 трехкомнатных, 3 двухкомнатных, 3 однокомнатных.

Высота типового этажа 3,0 м, объем кухни 15 м³.

Естественная вентиляция, приток свежего воздуха производится через окно, вытяжка через вентиляционный канал. Количество вент каналов равно количеству этажей, то есть пять вент каналов.

Требования к кухне:

- высота не менее 2,2 м;
- иметь окно с форточкой, фрамугой или открывающейся створкой;
- иметь вентиляционный канал и естественное освещение;
- объем кухни для установки 4х-горелочной плиты должен быть не менее 15 м³;
- объем кухни для установки 2х-горелочной плиты должен быть не менее 8 м³;
- если кухня сообщается напрямую с жилыми комнатами, то должна быть установлена плотная дверь или перегородка.

Плиты отступают от стены на 10 см для удобства подключения к газопроводу.

В жилые здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы располагаются под землей на отметке - 0.800 в дворовой сети и состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию, внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между газопотребляющими приборами. В жилых домах разрешается использовать газ только низкого давления (до 3 кПа).

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Согласно СП 62.13330.2011 с изменением 1 запрещается размещение газоиспользующего оборудования в помещениях подвальных и цокольных этажей зданий, если возможность такого размещения не регламентирована соответствующими документами в области технического регулирования и стандартизации.

Внутренние газопроводы выполнены из стальных водогазопроводных труб. Прокладка газопровода открытая.

Газопровод вводят в помещение, где установлено газоиспользующее оборудование. На вводе газопровода в здание устанавливают запорные устройства, которые смонтированы снаружи здания, газопровод проходит сквозь ограждающую конструкцию через футляр.

Разводящие газопроводы проложены снаружи между окнами 1-ого и 2-ого этажа на отметке +4.000. Вертикальная разводка внутридомового газопровода осуществляется по нежилым помещениям – кухням. В жилых зданиях газопроводы крепят к стенам с помощью крюков, а при диаметре трубы более 40 мм используют кронштейны. Трубы внутридомового газопровода окрашиваются двумя слоями краски, цвет которой, как правило, соответствует цвету стен. Снаружи цвет газопровода – желтый.

6.2 Определение расчетных расходов газа

Расчетный расход газа, если на участке расположен один газопотребляющий прибор:

$$V = \frac{q^{П-4(П-2)}}{Q_H^P}, \quad (6.1)$$

где $q^{П-4(П-2)}$ – номинальная теплопроизводительность газопотребляющего прибора, соответственно для четырехконфорочных и двухконфорочных плит, МДж/ч. (четыреконфорочная плита (П-4) - Gorenje KN55120 FW);

Q_H^P – низшая теплота сгорания газа.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчетный расход газа, если на участке расположено несколько однотипных газопотребляющих приборов:

$$V = k_{on}^{П-4(П-2)} \cdot n \cdot \frac{q^{П-4(П-2)}}{Q_H^p}, \quad (6.2)$$

где $k_{on}^{П-4(П-2)}$ – коэффициент одновременности для указанного ассортимента указанных приборов (плит П-4) для жилых домов; [2, табл. 5]

$q^{П-4(П-2)}$ – номинальная теплопроизводительность газопотребляющего прибора, соответственно для четырехконфорочных и двухконфорочных плит, МДж/ч.

Q_H^p – низшая теплота сгорания газа;

n – количество двухконфорочных или четырехконфорочных плит соответственно.

Расчетный расход газа, если на участке установлены разнотипные газопотребляющие приборы

$$V = k_{on}^{П-4} \cdot n \cdot \frac{q^{П-4}}{Q_H^p} + k_0^K \cdot m \cdot \frac{q^K}{Q_H^p \cdot \eta}, \quad (6.3)$$

где $k_{on}^{П-4}, k_0^K$ – коэффициент одновременности для указанного ассортимента указанных приборов (плит П-4) и для жилых домов; [2, табл. 5]

$q^{П-4}, q^K$ – номинальная теплопроизводительность газопотребляющего прибора, соответственно для четырехконфорочных плит и котлов, МДж/ч.;

Q_H^p – низшая теплота сгорания газа;

m, n – количество котлов и четырехконфорочных плит соответственно.

Расчет основного направления 1-2-3-4-5-6-b -у.

Участок 1-2:

На участке установлена одна плита П-4 с $q^{П-4} = 24$ МДж/ч и один газовый котел с $q^K = 9,2$ МДж/ч.

Подставив в формулу (5.1), получим:

$$V = \frac{24}{37,37} + 0,85 \cdot \frac{9,2}{37,37 \cdot 0,92} = 0,87 \text{ м}^3/\text{ч};$$

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Участок 2-3:

На участке установлена одна плита П-4 с $q^{П-4} = 24$ МДж/ч и один газовый котел с $q^K = 9,2$ МДж/ч.

Подставив в формулу (5.1), получим:

$$V = \frac{24}{37,37} + 0,85 \cdot \frac{9,2}{37,37 \cdot 0,92} = 0,87 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Участок 3-4:

На участке установлены две плиты П-4 с $q^{П-4} = 24$ МДж/ч и два газовых котла с $q^K = 9,2$ МДж/ч.

Подставив в формулу (5.1), получим:

$$V = 0,65 \cdot 2 \cdot \frac{24}{37,37} + 0,85 \cdot 2 \cdot \frac{9,2}{37,37 \cdot 0,92} = 1,29 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Участок 4-5:

На участке установлены три плиты П-4 с $q^{П-4} = 24$ МДж/ч и три газовых котла с $q^K = 9,2$ МДж/ч.

Подставив в формулу (5.1), получим:

$$V = 0,45 \cdot 3 \cdot \frac{24}{37,37} + 0,85 \cdot 3 \cdot \frac{9,2}{37,37 \cdot 0,92} = 1,55 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расчет остальных участков основного направления и ответвлений сведен в таблицу Д.1 приложения Д.

Расчетная схема внутридомового газопровода выполнена в аксонометрии и изображена на рисунке 5.1

6.3 Гидравлический расчет внутридомового газопровода

Расчет основного направления 1-2-3-4-5-6-b-у.

Участок 1-2:

Длина участка 1-2 равна 1,1 м.

Расчетная длина:

$$L_p = \left(1 + \frac{a}{100}\right) \cdot L, \quad (6.4)$$

где a – процентная надбавка, учитывающая местные сопротивления; [2]

L – фактическая длина участка, м

$$L_p = \left(1 + \frac{450}{100}\right) \cdot 1,1 = 6,05 \text{ м};$$

Участок 2-3:

Длина участка 2-3 равна 3.

$$L_p = \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot 3 = 3,6 \text{ м};$$

Суммарная расчетная длина для всех участков основного направления равняется 58,06 м.

Удельные потери давления:

$$h_{\text{ср}} = \frac{\Delta P}{\sum L_p}, \quad (6.5)$$

где ΔP – располагаемый перепад давления. Принимается для основного направления равным 350 Па;

$\sum L_p$ – суммарная расчетная длина основного направления, м.

$$h_{\text{ср}} = \frac{350}{58,06} = 6,03 \text{ Па/м.}$$

Исходя из расчетного расхода газа, пересчитанного для номограммы и средних удельных потерь давления, при помощи номограммы для низкого давления, определим действительные удельные потери давления и диаметр газопровода:

Для участка 1-2 диаметр равен 15 мм, действительные удельные потери давления составляют 1,13 Па/м.

Для участка 2-3 диаметр равен 15 мм, действительные удельные потери давления составляют 1,13 Па/м.

Потери давления по длине на участке:

$$\Delta P = h_{\text{д}}^i \cdot L_p^i, \quad (6.6)$$

где $h_{\text{д}}^i$ – действительные удельные потери давления на участке, Па;

L_p^i – расчетная длина участка, м.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Участок 1-2:

$$\Delta P = 1,13 \cdot 6,05 = 6,84 \text{ Па};$$

Участок 2-3:

$$\Delta P = 1,13 \cdot 3,6 = 4,07 \text{ Па}.$$

Гидростатическое давление для вертикальных и/или наклонных участков газопровода:

$$H_{\Gamma} = \pm Z \cdot g \cdot (1,293 - \rho_0^{\Gamma}), \quad (6.7)$$

где Z – разность отметок начала и конца рассчитанных участков в газопроводе, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

ρ_0^{Γ} – расчетная плотность природного газа, кг/м^3 ;

\pm – «+» в случае, если природный газ, «-» в случае, если сжиженный газ.

Участок 1-2:

$$H_{\Gamma} = 1 \cdot 9,81 \cdot (1,293 - 0,77) = 5,13 \text{ Па};$$

Участок 2-3:

$$H_{\Gamma} = 3 \cdot 9,8 \cdot (1,293 - 0,77) = 15,39 \text{ Па}.$$

Сопротивление участков с учетом потерь давления по длине и гидростатических потерь давления:

$$\Delta P_{\text{д}} = \sum[h_{\text{д}} \cdot L_{\text{р}} \pm (\pm H_{\Gamma})], \quad (6.8)$$

где $h_{\text{д}} \cdot L_{\text{р}}$ – действительные потери давления на участке, Па;

H_{Γ} – гидростатическое давление, Па;

\pm – «+» в случае, если газ движется вниз, «-» в случае, если газ движется вверх.

Участок 1-2:

$$\Delta P_{\text{д}} = 6,84 + 5,13 = 11,97 \text{ Па};$$

Участок 2-3:

$$\Delta P_{\text{д}} = 4,07 - 15,39 = -11,32 \text{ Па}.$$

Потери давления по всему направлению не должно превышать располагаемого перепада давления:

-

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\Delta P_d \leq \Delta P_p \quad (6.9)$$

Суммарное падение давления на основном направлении составило 243,11 Па.

$$109,33 \text{ Па} < 350 \text{ Па}$$

Расчет основного направления выполнен правильно.

Расчет ответвления 7-8-9-10-11-12-в.

Участок 7-8:

Длина участка 13-14 равна 1,1 м.

$$L_p = \left(1 + \frac{450}{100}\right) \cdot 1,1 = 6,05 \text{ м};$$

Участок 8-9:

Длина участка 14-15 равна 3 м.

$$L_p = \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot 3 = 3,6 \text{ м};$$

Суммарная расчетная длина для всех участков ответвления равняется 72,86 м.

Удельные потери давления:

Так как ответвление параллельно основному направлению, то располагаемые потери давления на ответвлении равны сумме действительных потерь давления на всех участках основного направления, кроме участка в-у:

$$h_{\text{ср}} = \frac{103,51}{30,8} = 3,36 \text{ Па/м.}$$

Исходя из расчетного расхода газа пересчитанного для номограммы и средних удельных потерь давления, при помощи номограммы для низкого давления, определим действительные удельный потери давления и диаметр газопровода. Все расчеты сведены в таблицу 5.1, тогда:

Невязка составила:

$$H = \frac{103,51 - 64,73}{103,51} \cdot 100\% = 34,56\% > 10\%$$

Установим дополнительное местное сопротивление (диафрагму, шайбу) на участке 11-в.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчет остальных участков основного направления и ответвлений сведен в таблицу Г.1 приложения Г.

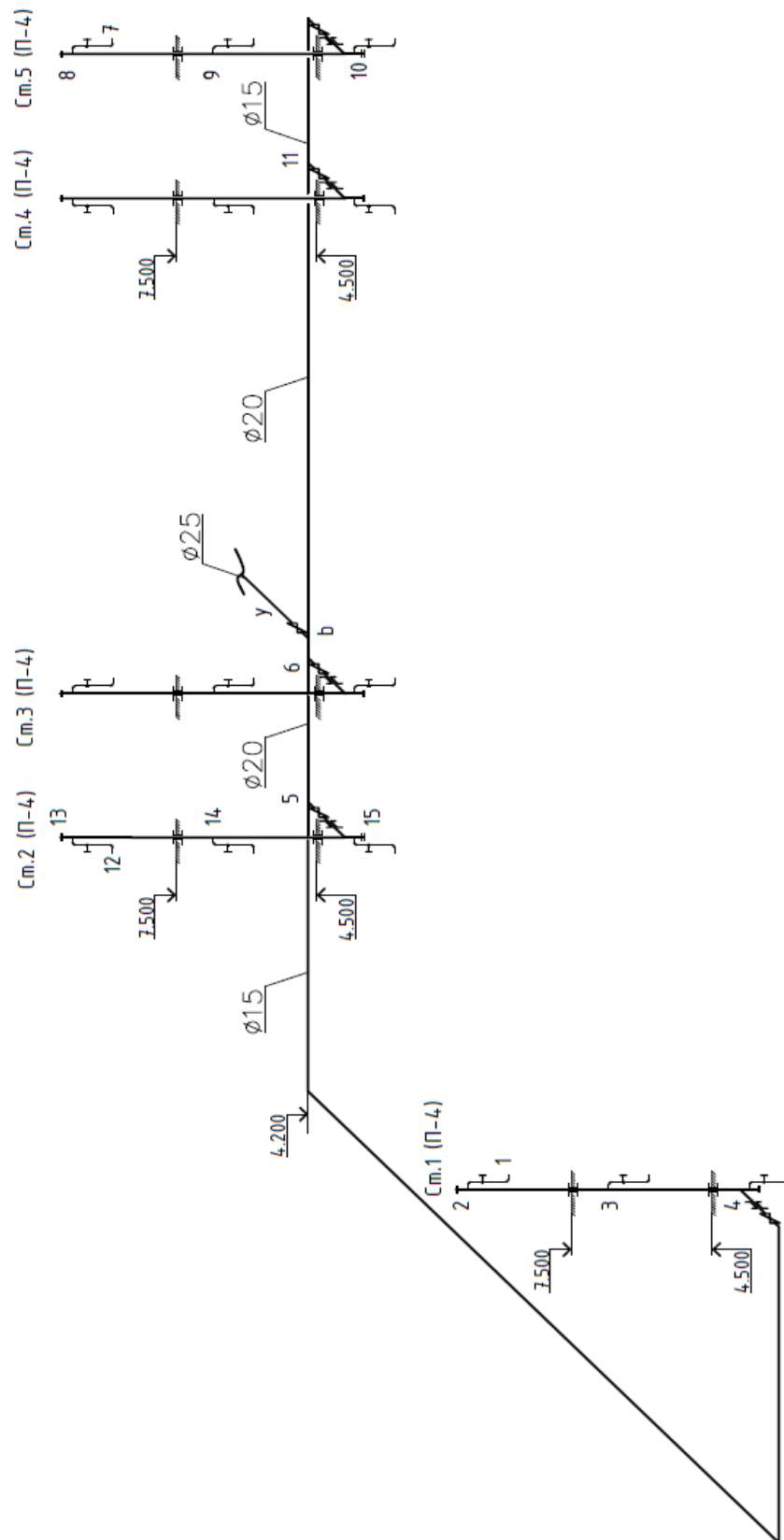


Рисунок 6.1 - Расчетная схема внутридомового газопровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

В теплогенераторных следует использовать теплогенераторы полной заводской готовности в комплекте с блочными горелочными устройствами, со встроенной автоматикой управления, приборами контроля, устройствами обеспечения безопасности.

Для обеспечения удобства монтажа и ремонта встроенных и крышных теплогенераторных рекомендуется использовать малогабаритные котлы и блоки оборудования. Конструктивное исполнение котлов должно обеспечивать удобство обслуживания и быстрого ремонта отдельных узлов и деталей.

Количество и единичную теплопроизводительность устанавливаемых котлов следует выбирать по расчетной производительности, проверяя устойчивость работы, при этом в случае выхода из строя наибольшего по производительности котла оставшиеся должны обеспечить отпуск тепла:

- на технологическое теплоснабжение системы вентиляции - в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками;
- отопление, вентиляцию - в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

Допускается установка дополнительного котла, обеспечивающего нагрузку горячего водоснабжения в летнем режиме.

7.1 Конструирование сети газопровода теплогенераторной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая котельная, называемая теплогенераторной. Теплогенераторная представляет собой сооружение, в котором осуществляется нагрев теплоносителя для снабжения теплом зданий: детского сада, администрации и магазина. Передача тепла происходит путём его распределения по системам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Теплогенераторные соединяются с потребителями при помощи теплотрассы.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Согласно пункту 5 [13] ввод газопровода в теплогенераторную выполняется через стену в футляре, представляющим собой часть трубы большего диаметра, чем газопровод. Футляр необходим для защиты газопровода от повреждений при незначительных деформациях стены.

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

Газоснабжение теплогенераторной предусмотрено от наружного газопровода среднего. Снижение давления газа со среднего на низкое будет производиться в газорегуляторной установке ГРУ с основной и резервной линиями редуцирования на базе регуляторов РДНК.

На вводе в теплогенераторную устанавливается отключающее устройство для остановки подачи газа в котельную в случае аварии, либо ремонта. Кроме того, после газорегуляторной установки на газопровode теплогенераторной устанавливается термозапорный клапан КТЗ, предназначенный для автоматического перекрытия газа в случае пожара (80-100°C), электромагнитный клапан, газовый фильтр и ротационный счетчик для коммерческого учета расхода газа.

В теплогенераторной расположены три газовых котла: Beretta CITY 28 RA1 с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 31$ кВт и два котла Baltur Tesis 42 с номинальной тепловой мощностью $Q_k = 41,9$ кВт каждый.

Котлы оборудуются автоматикой регулирования и автоматикой безопасности, которая обеспечивает прекращение подачи газа при погасании пламени горелки, понижение или повышение давления газа в сети отсутствии тяги, прекращение энергоснабжения, нарушение вентиляции. Для контроля над превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода или метана в помещении отальной устанавливаются сигнализаторы загазованности.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Дымовые газы от котлов отводятся через металлические газоходы от каждого котла и дымовую трубу. Рабочее давление газа на горелках 0,003 МПа. Газопроводы прокладываются открыто и крепятся к стенам с помощью опор и подвесов. При проходе через стены газопровод заключается в футляры.

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

За отметку 0,000 принята отметка чистого пола теплогенераторной. Теплогенераторная должна быть оснащена средствами пожаротушения в соответствии с нормами на противопожарное оборудование и инвентарь, установленными "Правилами пожарной безопасности". Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию производить в соответствии с требованиями [13].

Вентиляция котельной обеспечивает однократный воздухообмен, так как нет постоянно присутствующего персонала, и подачу воздуха на горение.

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

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

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

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

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

В системе установлена автоматика управления и безопасности, учитывающая все параметры работы. Погодозависимые компенсаторы обеспечивают постоянную температуру горячего водоснабжения и подачу тепла в зависимости от наружной температуры воздуха и внутренней температуры отапливаемых помещений.

7.2 Подбор оборудования ГРУ теплогенераторной

Расчетные данные:

$V_p = 12,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчётная пропускная способность ГРУ;

$P_{1\text{изб}} = P_{\text{вх}} = 0,25 \text{ МПа}$ – избыточное расчётное входное давление газа, согласно гидравлическому расчёту;

$P_{2\text{изб}} = P_{\text{вых}} = 0,0033 \text{ МПа}$ – избыточное расчётное выходное давление газа;

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

Необходимое число линий редуцирования находят исходя из требуемой пропускной способности, выходного давления газа и назначения пункта редуцирования газа в сети газораспределения. Для обеспечения непрерывности подачи газа потребителям в ГРУ, пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, должна предусматриваться резервная линия редуцирования.

В ГРУ предусмотрено следующее оборудование: запорная арматура, фильтр газовый, регулятор давления, предохранительно-сбросной клапан, приборы КИПиА, необходимые для бесперебойной и безаварийной работы.

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

Методика подбора оборудования в газорегуляторные пункты и установки приведена в главе 8.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Подбор регуляторов давления

По расчётной пропускной способности ГРУ $V_p = 12,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ с помощью таблицы на рисунке 7.2 подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками.

Параметр	Значение
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Диаметр условного прохода, DN, мм	32
Диаметр седла, мм	6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2-3,5
Диапазон настройки срабатывания предохранительно-сбросного клапана, кПа	2,5–4,5
Точность срабатывания автоматического отключающего устройства, %	±5
Материал корпуса	алюминий АК7ч ГОСТ 1583-93
Присоединение к трубопроводу	фланцевое
Строительная длина, мм	200±1,5
Габаритные размеры, мм, не более	474x220x303
Масса, кг, не более	8,9

Рисунок 7.1 – Технические характеристики РДУ-32/С2-6-1,2

Входное давление, МПа	Пропускная способность регулятора, м ³ /ч
0,050	23,0
0,100	35,0
0,200	65,0
0,300	77,0
0,400	97,0
0,500	129,0
0,600	155,0
0,700	174,0
0,800	206,0
0,900	232,0
1,000	258,0
1,200	300,0

Рисунок 7.2 – Зависимость пропускной способности регулятора давления

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Абсолютное входное давление газа:

$$p_1 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,25 + 0,1 = 0,35 \text{ МПа};$$

Абсолютное выходное давление газа:

$$p_2 = P_2^{\text{изб}} + 0,1 = 0,0033 + 0,1 = 0,1033 \text{ МПа};$$

Проверяется возможность установки регулятора давления РДУ-32/С2-6-1,2 с условным диаметром $D_u = 32$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 35 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,1 \text{ МПа}$.

Так как $\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1033}{0,3502} = 0,295 < 0,5$ и $\rho_T = \rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, то пропускная способность определяется по формуле:

$$V = \frac{V_T \cdot p_1}{p_{\text{вх}}} \quad (7.1)$$

$$V = \frac{35 \cdot 0,35}{0,1} = 122,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Проверим выполнение условия (7.6):

$$0,1 \cdot V \leq V_p \leq 0,8 \cdot V,$$
$$12,25 \text{ м}^3/\text{ч} \leq 12,5 \text{ м}^3/\text{ч} \leq 98 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие выполняется, следовательно - к установке в ГРУ может быть принят регулятор давления РДУ-32/С2-6-1,2 с условным диаметром $D_u = 32$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 35 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,1 \text{ МПа}$.

Подбор фильтров

С регуляторами давления РДУ применяются газовые фильтры сетчатые. По расчётной пропускной способности ГРУ $V_p = 12,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ с помощью таблиц 7.1 и 6.2 подбираем фильтр газовый сетчатый ФГ-25.

Таблица 7.1 – Технические характеристики сетчатых фильтров

Наименование параметра	Значение для исполнения фильтра			
	ФГ(ФС)- 25	ФГ(ФС)- 32	ФГ(ФС)- 40	ФГ(ФС)-50
Условный проход, Ду, мм	25	32	40	50
Рабочее давление, МПа, не более	1,2	1,2	1,2	1,2
Пропускная способность для газа плотностью 0,73 кг/м ³	300	350	380	450
Допустимый перепад давления на кассете, кПа	5	5	5	5
Масса, кг, не более	1,5	2,5	2,5	3,5
Срок службы, лет, не более	15	15	15	15

Таблица 7.2 - Зависимость пропускной способности фильтра ФГ-25 от входного давления

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

Проверяется возможность установки сетчатого фильтра ФГ-25, для которого $V_T = 130 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном избыточном давлении $p_{1T \text{ изб}} = 0,1 \text{ МПа}$. Абсолютное входное давление равно $p_{1T} = p_{1T \text{ изб}} + 0,1 = 0,2 \text{ МПа}$. Пропускная способность определяется по формуле (8.7):

$$V = 0,855 \cdot 130 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,35}{0,005 \cdot 0,2 \cdot 0,73}} = 172,14 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} > V_p = 12,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, значит, к установке в ГРП принят фильтр ФГ-25, для которого $V_T = 130 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном давлении $p_{1T} = 0,1 \text{ МПа}$.

Выбор предохранительно-запорного клапана

При подборе предохранительно-запорного клапана (ПЗК) следует учитывать тип регулятора давления, так как этим определяются тип и габариты клапана. ПЗК обычно подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Определяем тип регулятора: РДУ-32/С2-6-1,2. Этот регулятор имеет условный диаметр 32 мм и встроенный предохранительно запорный клапан.

Нижний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа потребителю, определяется по формуле (7.8):

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

Верхний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа потребителю, находится по формуле (8.9):

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

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

Выбор предохранительно-сбросного клапана

Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) подбирается по пропускной способности регулятора давления.

Верхний предел давления, при котором ПСК сбросит в атмосферу излишки газа определяется по формуле (8.10):

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

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки $0,002 \div 0,005$.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.3 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания

7.3.1 Определение теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

При сжигании газообразного сухого топлива расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания $\text{нм}^3/\text{м}^3$ газа, производится на основании процентного состава компонентов, входящих в него (см. табл. 1.1).

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

$$V_B^0 = 0,0476 \cdot \left(0,5 \cdot (\text{CO} + \text{H}_2) + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \Sigma \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right) \quad (7.2)$$

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

Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива:

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

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100} \quad (7.3)$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot 9,518 + 0,8 \cdot \frac{0,73}{100} = 7,525 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

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

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 0,01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \Sigma m \cdot \text{C}_m\text{H}_n) \quad (7.4)$$

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 0,0181 \cdot (0,3 + 97,64 + 2 \cdot 1,32 + 3 \cdot 0,01) = 1,006 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

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

$$V_{\text{HO}_2}^0 = 0,01 \cdot \left(\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \Sigma \frac{n}{2} \cdot \text{C}_m\text{H}_n + 0,124 \cdot d \right) + 0,161 \cdot V_B^0 \quad (7.5)$$

$$\begin{aligned} V_{\text{HO}_2}^0 &= 0,01 \cdot \left(\frac{4}{2} \cdot 97,64 + \frac{6}{2} \cdot 1,32 + \frac{8}{2} \cdot 0,01 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,161 \cdot 9,518 = \\ &= 2,158 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3} \end{aligned}$$

4) Тогда теоретический объем дымовых газов равен:

$$V_r^0 = V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0; \quad (7.6)$$

$$V_r^0 = 7,525 + 1,006 + 2,158 = 10,690 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.3.2 Определение коэффициента избытка воздуха в характерных сечениях газового тракта

Коэффициент избытка воздуха α должен обеспечить полное сгорание топлива, он выбирается в зависимости от типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива, значения приведены в [15, табл. 3.1]

Для топок, сжигающих газовое топливо $\alpha = 1,05$.

7.3.3 Расчет действительных объемов продуктов сгорания

Действительный объем воздуха на горение:

$$V_B^D = V_B^0 + (\alpha - 1) \cdot V_B^0 \quad (7.7)$$

Действительный объем водяных паров:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_B^0 \quad (7.8)$$

Действительный суммарный объем продуктов сгорания:

$$V_\Gamma = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V_B^0 \quad (7.9)$$

Пример расчета:

Действительный объем водяных паров по формуле (7.8):

$$V_{H_2O} = 2,158 + 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,518 = 2,174 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Действительный объем воздуха по формуле (7.7):

$$V_B^D = 9,518 + (1,05 - 1) \cdot 9,518 = 10,469 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3} .$$

Действительный объем продуктов сгорания по формуле (7.9):

$$V_\Gamma = 1,006 + 7,592 + 2,174 + (1,05 - 1) \cdot 9,518 = 11,658 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

Результаты сводятся в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Объемы продуктов сгорания

Наименование	Обозначение	Размерность	Котел
Коэф. избытка воздуха	α	-	1,05
Действительный объем воздуха на горение	V_B^D	$\frac{нм^3}{м^3}$	7,236
Действительный объем водяных паров	V_{H_2O}	$\frac{нм^3}{м^3}$	0,598
Наименование	Обозначение	Размерность	Котел
Действительный объем продуктов сгорания	V_{Γ}	$\frac{нм^3}{м^3}$	7,715

7.4 Расчет дымовой трубы для котла Baltur Tesis 42

Исходные данные:

- Температура наиболее холодной пятидневки: $t_o = -32 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Низшая теплота сгорания топлива: $Q_H^p = 35,77 \text{ МДж/м}^3$;
- Расход топлива, подаваемого в топку: $B = 0,0042 \text{ м}^3/\text{с}$;
- Температура дымовых газов на входе в дымовую трубу $\vartheta_{yx}' = 143^\circ\text{C}$;
- Фактическая производительность котла $Q_{\phi} = 41,9 \text{ кВт}$;

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

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

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3 \quad (7.10)$$

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

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

r – степень рециркуляции инертных газов;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

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

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

где Q_{ϕ} – фактическая производительность котла, кВт;

Q_{H} – номинальная теплопроизводительность агрегата, кВт.

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

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

3) Определяется диаметр устья трубы по паспорту котла, представленному в приложении В.

Реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы, м³/с, определяется по формуле:

$$V_{\Gamma}^{XB} = V_{\Gamma} \cdot B \frac{273 + \vartheta'_{yx}}{273} \quad (7.12)$$

3) После чего по диаметру трубы, определяется фактическая скорость на выходе из дымовой трубы по формуле:

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot V_{\Gamma}^{XB}}{\pi \cdot D_{CT}^2} \quad (7.13)$$

4) Дальнейший расчет ведется методом последовательных приближений. Сначала задается минимальная высота дымовой трубы $H_{зад}$,

Затем определяется действительная высота трубы по формуле:

$$H_{д} = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{V_1 \cdot \Delta T}}} \quad (7.14)$$

где A – коэффициент температурной стратификации атмосферы для данной местности, для районов Российской Федерации севернее 50° с.ш. $A=160$.

F – коэффициент, учитывающий оседание частиц в воздухе;

m, n – безразмерные коэффициенты;

$V_1=V_r^{XB}$ – объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы;

ΔT – разность температур дымовых газов и наружного воздуха в зимний период определяется по формуле:

$$\Delta T = \vartheta'_{yx} - t_o \quad (7.15)$$

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

Коэффициент определяется исходя из условий:

$$m = \frac{1,47}{f^{\frac{1}{3}}}, \text{ если } f \geq 100, \quad (7.16)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot f^{0,5} + 0,34 \cdot f^{\frac{1}{3}}}, \text{ если } f < 100, \quad (7.17)$$

где f – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$f = \frac{10^3 \cdot w_\phi^2 \cdot D_{ст}}{H_{зад}^2 \cdot \Delta T}, \quad (7.18)$$

$$n = 1, \text{ если } V_m > 2,$$

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

$$n = 4,4 \cdot V_m, \text{ если } V_m \leq 0,5.$$

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H_{зад}}}, \quad (7.19)$$

5) Максимальная приземная концентрация вещества определяется по формуле:

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H_\phi^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (7.20)$$

где H_ϕ – фактическая высота дымовой трубы, м, определенная методом последовательных приближений при помощи графика.

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

Предельно допустимые концентрации оксида азота в воздухе:

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

Пример расчета дымовой трубы для котла Baltur Tesis 42:

1) Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на каждую тонну сжигаемого условного топлива по формуле (7.11):

$$k = \frac{2,5 \cdot 114,4}{20 + 114,4} = 2,13.$$

Количество вещества, выбрасываемое в атмосферу с уходящими газами по формуле (7.12):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 2,13 \cdot 0,0042 \cdot 35770 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0) \cdot 1 = 0,011 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

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

Реальный расход дымовых газов на входе из дымовой трубы по формуле (7.13):

$$V_{\text{г}}^{\text{xb}} = 7,715 \cdot 0,0042 \cdot \frac{273 + 143}{273} = 0,049 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

3) Фактическая скорость на выходе из дымовой трубы по формуле (7.14):

$$w_{\text{ф}} = \frac{4 \cdot 0,049}{3,14 \cdot 0,15^2} = 4,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

4) Высота дымовой трубы определяется методом последовательных приближений.

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

Коэффициент f по формуле (7.24):

$$f = \frac{10^3 \cdot 4,39^2 \cdot 0,15}{5^2 \cdot (143 - (-32))} = 0,66 < 100, \text{ тогда}$$

Коэффициент m по формуле (6.23):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,66^{0,5} + 0,34 \cdot 0,66^{\frac{1}{3}}} = 0,955,$$

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,077 \cdot (143 - (-32))}{5}} = 0,91$$

Так как $0,5 \leq V_m \leq 2$, то $n = 0,532 \cdot 0,912 - 2,13 \cdot 0,91 + 3,13 = 1,633$.

Действительная высота трубы по формуле (7.14):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 0,955 \cdot 1,663 \cdot \frac{0,01}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,077 \cdot (143 - (-32))}}} = 5,7 \text{ м.}$$

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

Коэффициент f по формуле (7.24):

$$f = \frac{10^3 \cdot 4,39^2 \cdot 0,15}{20^2 \cdot (143 - (-32))} = 0,041 < 100, \text{ тогда}$$

Коэффициент m по формуле (7.23):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,041^{0,5} + 0,34 \cdot 0,041^{\frac{1}{3}}} = 1,134,$$

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,077 \cdot (143 - (-32))}{20}} = 0,573$$

Так как $0,5 \leq V_m \leq 2$, то $n = 0,532 \cdot 0,5732 - 2,13 \cdot 0,573 + 3,13 = 2,084$.

Действительная высота трубы по формуле (7.14):

$$H_d = \sqrt{160 \cdot 1,134 \cdot 2,084 \cdot \frac{0,01}{0,04} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,077 \cdot (143 - (-32))}}} = 7,2 \text{ м.}$$

7) Построим эти точки в координатной плоскости и найдём фактическую высоту дымовой трубы H_ϕ (рисунок 7.1).

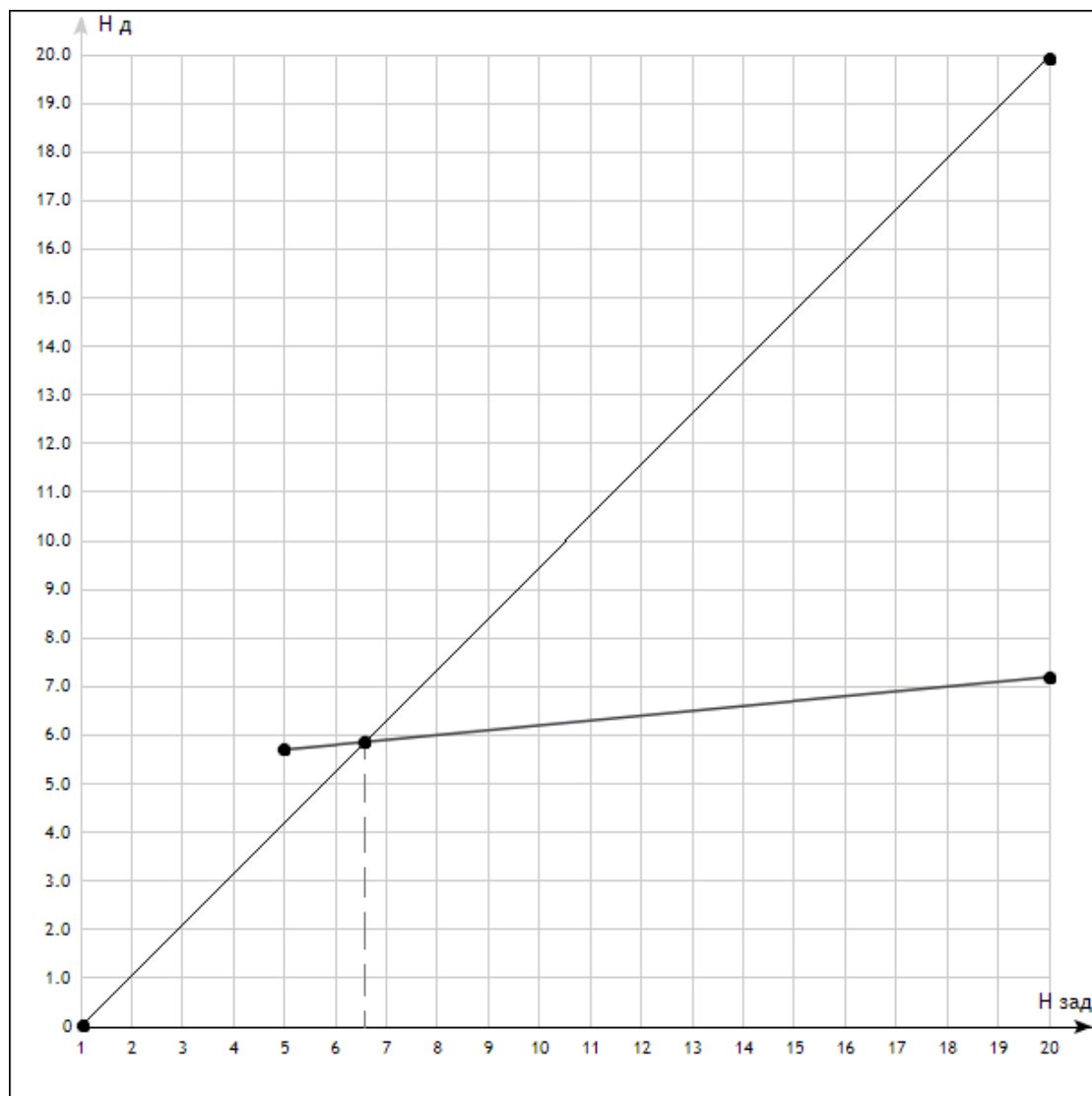


Рисунок 7.1 – Действительная высота трубы

Фактическая высота дымовой трубы $H_{\phi} = 6,6$ м.

Максимальная приземная концентрация вещества по формуле (7.20)

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,01 \cdot 1 \cdot 1,858 \cdot 1,232}{6,6^2 \cdot \sqrt[3]{0,077 \cdot (143 - (-32))}} = 0,0377 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}.$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ не превышает десяти среднесуточных $10 \cdot \text{ПДК}_{\text{NO}_2} = 0,4 \text{ мг/м}^3$, следовательно дымовая труба высотой 6,6 метров удовлетворяет условиям экологической безопасности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

7.5 Организация тяги

Величина самотяги, создаваемой дымовой трубой определяется по формуле:

$$h_c = H_{\phi} \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{дг}}) \quad (7.21)$$

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

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

Плотность воздуха определяется по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}^{\text{ну}} \cdot \frac{273}{273 + t_{\text{л}}} \quad (7.22)$$

где $\rho_{\text{в}}^{\text{ну}} = 1,293$ кг/м³ – плотность воздуха при нормальных условиях;

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

Плотность дымовых газов определяется по формуле:

$$\rho_{\text{дг}} = \rho_{\text{дг}}^{\text{ну}} \cdot \frac{273}{273 + \vartheta_{\text{ух}}^{\text{ср}}} \quad (7.23)$$

Потери давления на трение в дымовой трубе определяется по формуле:

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мест}} \quad (7.24)$$

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

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

Потери на трение по длине определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot l \cdot w_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2 \cdot D_{\text{ст}}} \quad (7.25)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

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

Коэффициент гидравлического трения для стали равен 0,02.

Потери давления в местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{\sum \xi \cdot w_{\phi}^2 \cdot \rho_{\text{дг}}}{2} \quad (7.26)$$

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

Плотность воздуха по формуле (7.22):

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

Плотность дымовых газов по формуле (7.23):

$$\rho_{\text{дг}} = 1,293 \cdot \frac{273}{273 + 139,7} = 0,855$$

Величина самотяги по формуле: (7.21):

$$h_c = 6,6 \cdot 9,81 \cdot (1,27 - 0,855) = 26,85 \text{ Па}$$

Длина участка от котла до верха дымовой трубы:

$$l = 6,6 + 2,9 = 9,5 \text{ м.}$$

Потери на трение по длине по формуле (7.25):

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 95 \cdot 1,58^2 \cdot 0,855}{2 \cdot 0,25} = 8,1 \text{ Па}$$

Местные сопротивления на участке представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Местные сопротивления дымовой трубы

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

Потери давления в местных сопротивлениях по формуле (7.26):

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{3,5 \cdot 1,58^2 \cdot 0,855}{2} = 3,7 \text{ Па.}$$

Потери давления на трение в дымовой трубе по формуле (7.24):

$$\Delta h = 8,1 + 3,7 = 11,8 \text{ Па.}$$

$$h_c = 27,75 \text{ Па} > \Delta h = 11,8 \text{ Па,}$$

следовательно, установка дымососа не требуется.

8 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ

Газорегуляторный пункт (ГРП) - это комплекс, который состоит из технологического оборудования и механизмов для регулирования давления газа. Основной целью газорегуляторного пункта является снижение входного давления природного вещества и поддержание заданного уровня на выходе, независимо от изменения расхода.

Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) необходимы для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети.

8.1 Требования к ГРП

В соответствии с указаниями [5] ГРП следует размещать:

- отдельно стоящим;
- пристроенным к газифицируемому производственному зданию, котельной и общественному зданию с помещениями производственного назначения;
- встроенным в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме только помещений, расположенных в цокольных и подвальных этажах);
- Отдельно стоящие здания ГРП должны быть одноэтажными, бесподвальными, не ниже II степени огнестойкости и класса С0 по пожарной опасности.

Так же, размещение отдельно стоящих ГРП в населенных пунктах, должно быть не менее расстояний, указанных в таблице 5 [5].

Двери в газорегуляторных пунктах должны быть открывающимися наружу и выполнены из противопожарных материалов. Вспомогательные помещения должны иметь самостоятельный выход наружу из здания, не связанный с технологическим помещением.

Газорегуляторные установки (ГРУ) разрешено размещать в помещении, где располагается газоиспользующее оборудование и тепловые установки для

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

подачи газа к их горелкам. Количество ГРУ, размещенных в одном помещении, не ограничено. При этом, каждая ГРУ не должна иметь более двух линий редуцирования.

8.2 Оборудование пунктов редуцирования газа

ГРП и ГРУ должны быть оснащены фильтром, устройствами безопасности, а именно предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и, если это необходимо предохранительным сбросным клапаном (ПСК), регулятором давления газа, запорной арматурой, контрольными измерительными приборами (КИП) и, если нужно, узлом учета расхода газа.

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

Для обеспечения непрерывности подачи газа потребителям в ГРП и ГРУ, пропускная способность которых обеспечивается одной линией редуцирования, должна предусматриваться резервная линия редуцирования. Состав оборудования резервной линии редуцирования должен быть аналогичен составу рабочей линии.

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

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

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

Отдельно стоящие ГРП должны обеспечиваться аварийным освещением от независимых источников питания. Электрооборудование и электроосвещение ГРП должны соответствовать требованиям правил устройства электроустановок.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8.3 Подбор оборудования ГРП

8.3.1 Подбор регуляторов давления

Методика расчета:

Регуляторы давления подбирается по проходному сечению, которое обеспечивает максимальный пропуск заданного количества газа. Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления берем с сайта <http://gazovik-gaz.ru> [6]. Если табличные данные не совпадают с расчетными, то с достаточной для технических целей точностью для определения пропускной способности регулятора рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:

Расчетные данные:

$V_p = V_{ГРПШ} = 47,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ – расчётная пропускная способность ГРПБ;

$P_{1\text{ изб}} = P_{\text{вх}} = 0,2502 \text{ МПа}$ – избыточное расчётное входное давление газа, согласно гидравлическому расчёту;

$P_{2\text{ изб}} = P_{\text{вых}} = 0,0025 \text{ МПа}$ – избыточное расчётное выходное давление газа;

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

Основные технические характеристики сведены в таблицу 7.1. Зависимость пропускной способности регулятора давления от входного давления представлена в таблице 7.2.

По расчётной пропускной способности ГРПБ $V_p = 47,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается регулятор давления с ближайшими большими техническими характеристиками. Таким образом, к установке принят РДНК - 400, его относят к типу комбинированных. Устройство предназначено для редуцирования среднего давления газа на низкое, автоматического поддержания давления на заданном уровне независимо от изменений входного давления и расхода.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 8.1 – Технические характеристики РДНК – 400

РДНК – 400		
Регулируемая среда	природный газ	
Диапазон входного давления, МПа	0,05–0,6	
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,00–5,00	
Ду, диаметр присоединительного патрубка, мм:	50	
Пропускная способность при максимальном входном давлении, м ³ /ч	300	
Диапазон настройки отключающего устройства, МПа	При повышении Р _{вх}	(1,2– 1,8)·Р _{вх}
	При понижении Р _{вх}	(0,2– 0,5)·Р _{вх}

Таблица 8.2 – Зависимость пропускной способности регулятора давления РДНК- 40 от входного давления

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м ³ /ч
0,05	45
0,1	80
0,2	125
0,3	170
0,4	200
0,5	250
0,6	300

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

- при другой плотности газа:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T}{\sqrt{\rho}} \quad (8.1)$$

- при скорости истечения газа через седло, меньшей критической ($\rho_2/\rho_1 \geq 0,5$) и другой плотности газа $\rho \neq \rho_T$:

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta\rho \cdot \rho_2}{\Delta\rho_T \cdot \rho \cdot \rho_{2T}}} \quad (8.2)$$

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

$$V = V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta\rho \cdot \rho_2}{\Delta\rho_T \cdot \rho_{2T}}} \quad (8.3)$$

- при критической скорости истечения газа через седло ($\rho_2/\rho_1 < 0,5$) и другой плотности газа $\rho \neq \rho_T$:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_T \cdot \rho_1}{\rho_{1T} \cdot \sqrt{\rho}} \quad (8.4)$$

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

$$V = \frac{V_T \cdot \rho_1}{\rho_{1T}} \quad (7.5)$$

где «Т» – табличное значение параметра;

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

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

$\Delta\rho$ и $\Delta\rho_T$ – перепад давления в регуляторе расчётный и табличный соответственно, МПа;

ρ_1 и ρ_{1T} – абсолютное входное давление газа расчётное и табличное соответственно, МПа;

ρ_2 и ρ_{2T} – абсолютное выходное давление газа расчётное и табличное соответственно, МПа;

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Нормальная работа регулятора давления обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{MAX} не более 80%, а минимальная V_{MIN} не менее 10 % от расчётной пропускной способности V_P при заданном входном и выходном давлениях, т.е. должно выполняться условие:

$$0,1 \cdot V \leq V_P \leq 0,8 \cdot V \quad (8.6)$$

К установке принимается регулятор давления РДНК - 400. Далее, учитывая отношение абсолютных давлений и фактическую плотность газа, по соответствующей формуле находится действительная пропускная способность регулятора давления. Затем делается проверка выполнения условия (7.6). Если условие не выполняется, то данный регулятор давления не подходит, и выбирается регулятор следующего большего (или меньшего) диаметра, до тех пор, пока условие не будет выполнено.

Подбор регулятора:

Абсолютное входное давление газа $p_1 = P_1^{изб} + 0,1 = 0,2524 + 0,1 = 0,3502$ МПа;

Абсолютное выходное давление газа $p_2 = P_2^{изб} + 0,1 = 0,0025 + 0,1 = 0,1025$ МПа;

Проверяется возможность установки регулятора давления РДНК-400 с условным диаметром $DY=50$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 170$ м³/ч при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,3$ МПа.

Так как $\frac{p_2}{p_1} = \frac{0,1025}{0,3502} = 0,29 < 0,5$ и $\rho_T = \rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, то пропускная

способность определяется по формуле (7.5):

$$V = \frac{170 \cdot 0,3502}{0,3} = 198,44 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Проверим выполнение условия (7.6):

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

$$19,8 \text{ м}^3/\text{ч} \leq 47,0 \text{ м}^3/\text{ч} \leq 158,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие выполняется, значит к установке в ГРПБ принят регулятор давления РДНК - 400 с условным диаметром $DY=50$ мм, для которого пропускная способность составляет $V_T = 170$ м³/ч при входном абсолютном давлении $p_{1T} = 0,3$ МПа.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8.4 Подбор фильтров

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

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях потока, определяемых максимально допустимым перепадом давления в фильтрующем элементе, который не должен превышать для сетчатых фильтров 5000 Па, для волосяных – 10000 Па – на новом фильтре, а после их промывки или прочистки, т.е. на чистой кассете (сетке) соответственно 2500 и 5000 Па.

С регуляторами давления РДНК применяются газовые фильтры сетчатые. Фильтры подбирают по пропускной способности согласно данным технической литературы и каталогов. Основные технические характеристики сведены в таблицу 7.1 Зависимость пропускной способности фильтра от входного избыточного давления представлена в таблице 7.2.

По расчётной пропускной способности ГРПБ $V_p = 47,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ-25.

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

$$V = 0,855 \cdot V_T \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot P_1}{\Delta P_T \cdot \rho \cdot P_{1T}}} \quad (8.7)$$

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

Проверяется возможность установки сетчатого фильтра ФГ-25, для которого $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном избыточном давлении $p_{1T \text{ изб}} = 0,3 \text{ МПа}$. Абсолютное входное давление равно $p_{1T} = p_{1T \text{ изб}} + 0,1 = 0,4 \text{ МПа}$. Пропускная способность определяется по формуле (7.7):

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР				

$$V = 0,855 \cdot 205 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3502}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,73}} = 191,95 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} > V_p = 47 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Условие выполняется, значит, к установке в ГРПБ принят фильтр ФГ-25, для которого $V_T = 205 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном давлении $p_{1T} = 0,3502 \text{ МПа}$.

8.5 Выбор предохранительно-запорного клапана

ПЗК срабатывает либо на повышенное, либо на пониженное давление. Предохранительные запорные клапаны типа ПКН и ПКВ поставляются комплектно с соответствующими регуляторами давления газа. Они устанавливаются до регулятора давления газа после фильтра. Существует два вида ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в тех случаях, когда после ГРП поддерживается низкое давление, второй-среднее.

При подборе предохранительно-запорного клапана (ПЗК) следует учитывать тип регулятора давления, так как этим определяются тип и габариты клапана. ПЗК обычно подбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Определяется тип регулятора: РДНК-400. Этот регулятор имеет условный диаметр 50 мм. Следовательно, предохранительный клапан будет иметь условный диаметр 50 мм. Таким образом, к установке принимается ПКН-50. Нижний предел давления, при котором ПЗК прекратит подачу газа потребителю, определяется по формуле

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

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot P_2 \quad (8.8)$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot 0,0025 = 0,00225 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{\text{верх}}^{\text{н}} = 1,2 \cdot P_2 \quad (8.9)$$

$$P_{\text{Верх}}^{\text{н}} = 1,2 \cdot 0,0025 = 0,003 \text{ МПа.}$$

К установке принят ПКН-50 с диапазоном настройки давления, срабатывания отключающего устройства: для нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,06$ МПа.

8.6 Выбор предохранительно-сбросного клапана

Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) подбирается по пропускной способности регулятора давления.

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

$$P_{\text{н}} = 1,15 \cdot P_2 \quad (8.10)$$

$$P_{\text{н}} = 1,15 \cdot 0,0025 = 0,00288 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, подбираем предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки $0,002 \div 0,005$.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА

Продольные профили газопроводов изображают в виде развертки по осям газопроводов в стандартных масштабах:

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

по вертикали 1:50; 1:100.

На продольном профиле газопровода наносят и указывают:

1. поверхность земли (проектная (толстая сплошная линия) и фактическая (тонкая сплошная линия));
2. уровень грунтовых вод (штрихпунктирной тонкой линией);
3. пересекаемые автодороги, ж/д и трамвайные пути, кюветы, а также другие подземные и надземные сооружения (сплошной тонкой линией), а коммуникации, влияющие на прокладку проектируемого газопровода, – с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;
4. колодцы, коверы, эстакады, отдельно стоящие опоры, другие сооружения и конструкции газопроводов (сплошной тонкой линией);
5. данные о грунтах;
6. отметки верха трубы;
7. глубину траншеи от проектной и фактической поверхности земли;
8. футляры на газопроводах с указанием диаметров, длин и привязок их к оси дорог, сооружениям, влияющим на прокладку проектируемых газопроводов, или к пикетам;
9. буровые скважины.

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

Под продольным профилем газопровода помещают таблицу. Разрешается, если это необходимо, дополнять таблицу другими строками. Отметки дна траншеи под газопровод ставят в характерных точках, например в местах пересечений с автомобильными дорогами, ж/д и трамвайными путями, инженерными коммуникациями и сооружениями, влияющими на прокладку проектируемых газопроводов.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Отметки уровней указывают в метрах с двумя десятичными знаками, длины участков газопроводов – в метрах с одним десятичным знаком, а величины уклонов – в промилле. Принятые масштабы продольных профилей указывают над боковым таблицей. Допускается не составлять продольные профили участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями. Согласно [19] внутриквартальный газопровод должен быть Изм. Лист № докум. Подп. Дата Лист 64 13.03.01.2018.06.072 ПЗ ВКР проложен с уклоном не менее 2 ‰ в сторону уличной магистрали. Вводы газопроводов неосушенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопровода с изломом в профиле и установкой конденсатосборника в низшей точке. Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, следует прокладывать с уклоном не менее 3 ‰ и установкой в низших точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцера с запорным устройством). Для указанных газопроводов следует предусматривать тепловую изоляцию.

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

Оптимальная глубина заложения определяется по формуле:

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

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

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

										Лист
										77
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР					

Отметки дна траншеи в этих точках определяются по формулам

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

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

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

Уклоны дна траншеи по участкам определяются по формуле:

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

где l – длина рассматриваемого участка, м.

Отметка верха трубы находится по следующей формуле:

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

Глубина заложения газопровода в промежуточных точках определяется следующим образом:

а) отметка дна траншеи в промежуточных точках по формуле:

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

б) глубина заложения по формуле:

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

Приведем пример расчета одного участка трассы, остальные участки рассчитываются аналогично. Глубина заложения во всех точках должна быть не меньше H_0 .

Оптимальная глубина заложения по формуле (9.1):

$$H_0 = 1,4 + 0,19 = 1,59 \text{ м.}$$

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

$$z_{д.тр.н} = 214,58 - 1,59 = 212,99 \text{ м.}$$

Отметка дна траншеи в конечной точке участка по формуле (9.3):

$$z_{д.тр.к} = 214,47 - 1,59 = 212,88 \text{ м.}$$

Уклон дна траншеи на участке по формуле (9.4):

$$j = \frac{212,99 - 212,88}{35} \cdot 1000 = 2,85.$$

Отметка верха трубы по формуле (9.5):

$$z_{з.в.тр} = 214,58 + 0,19 = 214,77 \text{ м.}$$

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Под автоматизацией понимается комплекс мероприятий технического и организационного характера, направленных на замену и облегчение труда человека.

В процессе работы в силу различных причин значения параметров технологического процесса могут изменяться, вызывая отклонение процесса от нормального режима. Нарушенный режим должен быть восстановлен и поддерживаться около заданного значения путем воздействия на процесс через органы управления.

Для освобождения человека от непосредственного участия в производственном процессе необходимы различные устройства, совокупность которых составляет систему автоматики. поддержание параметров технологического процесса на заданных значениях выполняет система автоматического регулирования (САР). Установка, в которой происходит процесс регулирования называют объектом регулирования. Параметр, который поддерживают постоянным или закономерно изменяющимся - регулируемой величиной.

В качестве объекта автоматизации рассматривается ГРПБ.

ГРПБ понижает давление природного газа и подаёт его из сети газоснабжения высокого давления в сеть среднего давления.

Газорегуляторный пункт представляет собой помещение, содержащее систему газопроводов, оснащенных запорной, редуцирующей и предохранительной газовой арматурой.

Состав и структура системы автоматизации контроля ГРПБ газовой сети: ГРПБ контролируется с персонального компьютера со специализированным программным обеспечением и шкафа связи, содержащего контроллер I7188 (ICP DAS) и терминалы сотовой связи Siemens MC35i.

Система автоматизации контроля ГРПБ состоит из секторов, каждый из которых включает пункт приема информации (ППИ), и группу объектов контроля. Обмен информацией между ППИ и ГРПБ производится путем передачи

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

данных по GSM-каналу. Специализированное программное обеспечение ППИ состоит из OPC-сервера KEPServerEx (Kepware Technologies) и рабочего проекта, разработанного и выполняющегося в среде Master SCADA.

Функции автоматизации ГРПБ:

- Регистрация входного и выходного давления газа;
- Контроль состояния загрязнения фильтров;
- Регистрация расхода газа;
- Регулирование давления в регуляторе «после себя»;
- Сброс давления;
- Отключение подачи газа при выходе значения давления за границы

диапазона нормальной работы ГРПБ.

Аварийные случаи работы ГРПБ:

1. При превышении давления газа на выходе из ГРПБ больше требуемого срабатывает предохранительный сбросной клапан и выбрасывает излишки газа в атмосферу.

2. Если после открытия предохранительного сбросного клапана ситуация не изменяется, тогда срабатывает предохранительный запорный клапан, который перекрывает газопровод и прекращает подачу газа в ГРПБ.

3. Если наблюдается понижение давления газа до ГРПБ (разрыв газопровода), то срабатывает автоматически предохранительный запорный клапан и прекращает подачу газа.

Открытие ПЗК производится специалистами после устранения аварийной ситуации.

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

Давления на входе и выходе из ГРПБ осуществляется датчиком давления с электрическим выходным сигналом Метран-43-ДВ-314 (поз.1а; 8а). Данный датчик установлен как на основной линии редуцирования, так и на резервной;

– за степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления DPS+ (поз.3а; 3б);

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– при превышении верхнего предела давления газа, срабатывает ПЗК, перекрывая газопровод. Если давление не снижается до допустимого, то срабатывает ПСК, сбрасывая газ в атмосферу до достижения допустимого давления;

– при превышении в помещении котельной допустимой концентрации угарного газа или метана срабатывает датчик загазованности (Метран А 100-2125) передает сигнал на щит и электромагнитный клапан перекрывает подачу газа.

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

В автоматизации ГРПБ задействовано следующее оборудование:

- датчик давления с электрическим выходным сигналом (поз. 3а, 3б);
- реле давления (поз. 1б, 8б);
- блок ручного управления (2б, 7б, 2г, 7г);
- электромагнитный клапан с датчиком загазованности;
- регулятор давления РДУ-32/С2-6-1,2;
- ПЗК КПЗ-32;
- ПСК КПС-20.

Таким образом, систему автоматики необходимо устанавливать, чтобы избежать аварий, несчастных случаев и необратимых последствий из-за утечек газа. Система автоматизации ГРП разработана таким образом, что при превышении давления газа на выходе из ГРПБ больше требуемого срабатывает предохранительный сбросной клапан и выбрасывает излишки газа в атмосферу. Также, если имеется система автоматике в ГРП, ГРУ, нет необходимости постоянного нахождения персонала, обслуживающего оборудование.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет распределительных сетей газоснабжения поселка Якупово Красноармейского района Челябинской области.

Выполнены следующие поставленные задачи:

- запроектированы тупиковые сети среднего и низкого давления газоснабжения жилого района;
- выполнен расчет внутридомового газопровода;
- запроектировано газоснабжение теплогенераторной для детского сада, административного здания и магазина;
- систему автоматического регулирования принято установить на ГРПБ.

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2018 «Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99» / Госстрой России. - М.:ГУП ЦПП, 2000. 58 с.
2. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещении» – М.: Госстрой России, 2011. 23 с.
3. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа /, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигродчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
4. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учеб. для вузов / Е. Я. Соколов. — М. : Издательство МЭИ, 2001. — 472 с.
5. Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. - М.: Стройиздат, 1988 – 432 с.
6. СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная ред. СНиП 2.04.0185*» М.: Минрегион России, 2012. – 65 с.
7. <https://gazovik-gaz.ru>.
8. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
9. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» М.: Госстрой России, 2009. 28 с.
10. ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные».
11. ГОСТ 16037-80* «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
12. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002./ Госстрой России.– М.:2011–97 с.
13. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» /Госстрой России, 2008, – 172 с.
14. СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76» М.: Минрегион России, 2012. – 99 с.;

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

15. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е.А. Бойко, И.С. Деринг, Т.И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 6 с.

16. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.

17. Ионин А.А. Газоснабжение: Учебник для ВУЗов/ Ионин А.А. – Москва: Стройиздат, 1965. – 360 с. Изм. Лист № докум. Подп. Дата Лист 77
13.03.01.2018.01.246 ПЗ ВКР.

18. Палей Е. Л. П14 Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных. — СПб.: Питер, 2014. — 144 с.

19. СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» / Госстрой России, 1994. – 114 с.

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

21. СП 41–104–2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения/ Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 17 с.

22. СП 402.1325800.2018 «Здания жилые. Правила проектирования систем газопотребления».

					08.03.01.2020.425.39 ПЗ ВКР	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Определение расходов теплоты жилыми и общественными зданиями

Здания	Кол-во зд.	Кол-во чел.	Объём здания	Коэф. запаса мощности	тв	Удельная тепловая характеристика		Расход теплоты на 1 зд.	ГВС			Сум. тепл. нагр-ка
						На отопление q_0	На вент. q_0	На отопление и вентиляцию $Q_{отв}$	Сут. норма расхода $q_{сут. ср}$ л/сут	Среднечас. расход теплоты, $Q_{гвс}$, кВт	Макс. нагрузка $Q_{гвс max}$, кВт	
многокв.	17	600	1513	1,1	21	1,55	-	38,0	180	2,6	6,3	44,3
индивид.	17	67	617	1,1	21	1,55	-	15,5	180	2,6	6,3	21,9
Суммарная тепловая нагрузка на все жилые здания:											764,8	
дет.сад	1	100	1200	1,1	21	1,9	1,9	36,9	30	11,0	26,4	63,3
магазин	1	6	900	1,1	16	2,16	1,6	29,7	20	0,4	1,1	30,8
адм. зд.	1	15	850	1,1	18	1,42	1,42	18,4	15	0,8	2	20,4
Суммарная тепловая нагрузка поселка составила:											879,2	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технические характеристики

Мин. полезная мощность	10.70 кВт
Макс. полезная мощность	31.0 кВт
КПД	90.8 %
Макс. расход природного газа	3.37 м ³ /час
Макс. расход сжиженного газа	2.48 кг/час
Расширительный бак	есть, на 8.00 л
Диаметр дымохода	140
Напряжение сети	220 В.
Потребляемая мощность	85.0 Вт

Характеристики отопления

Теплообменник	монотермический
- первичный	медный
Максимальное давление в системе	3.0 бар
Циркуляционный насос	есть, Grundfos
Использование антифриза	не рекомендуется
Отапливаемый объем	до 784 м ³
Мин. t системы отопления	40.0 °С
Макс. t системы отопления	80.0 °С

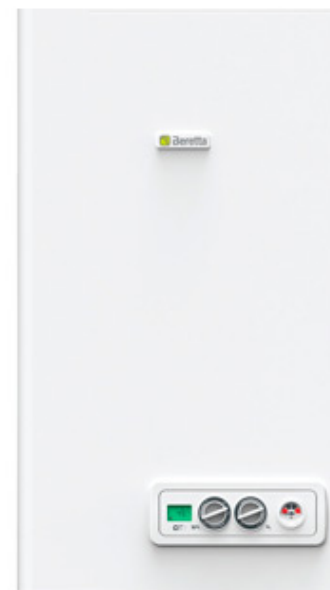


Рисунок Б.1 - Технические характеристики газового котла Beretta CITY 28 RAI

Технические характеристики

Мин. полезная мощность	11.70 кВт
Макс. полезная мощность	41.90 кВт
КПД	90.0 %
Макс. расход природного газа	3.65 м ³ /час
Макс. расход сжиженного газа	1.44 кг/час
Расширительный бак	есть
Диаметр дымохода	60/100
Напряжение сети	220 В.
Потребляемая мощность	103.0 Вт
Уровень шума	38 дБ

Характеристики отопления

Теплообменник	раздельный
- первичный	медный
- вторичный	нерж. сталь
Максимальное давление в системе	3.0 бар
Циркуляционный насос	есть, Grundfos
Использование антифриза	допускается
Отапливаемый объем	до 896 м ³
Мин. t системы отопления	35.0 °С
Макс. t системы отопления	80.0 °С



Рисунок Б.2 - Технические характеристики газового котла Baltur Tesis 42

ПРИЛОЖЕНИЕ В

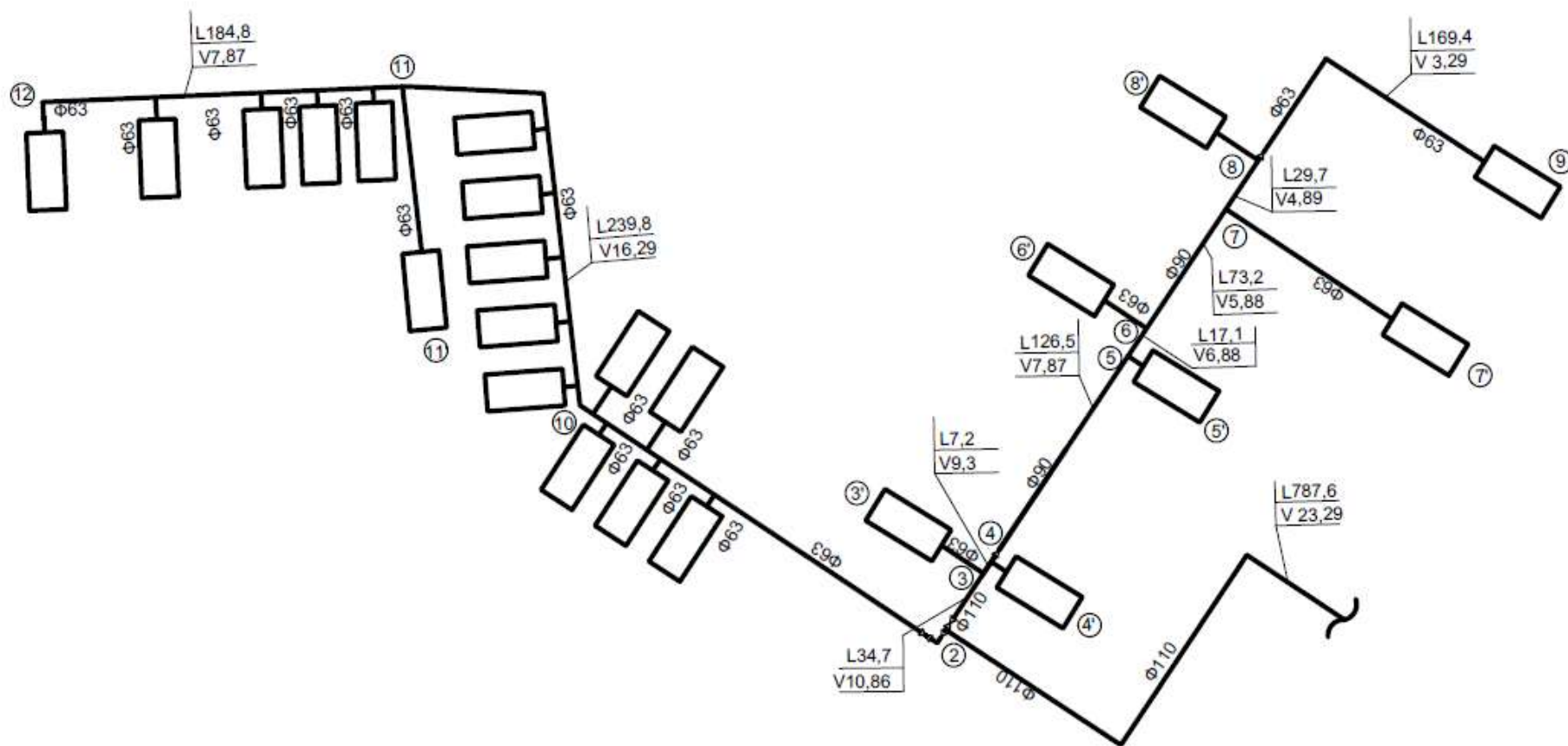


Рисунок В.1 – Расчетная схема сети низкого давления (основное направление)

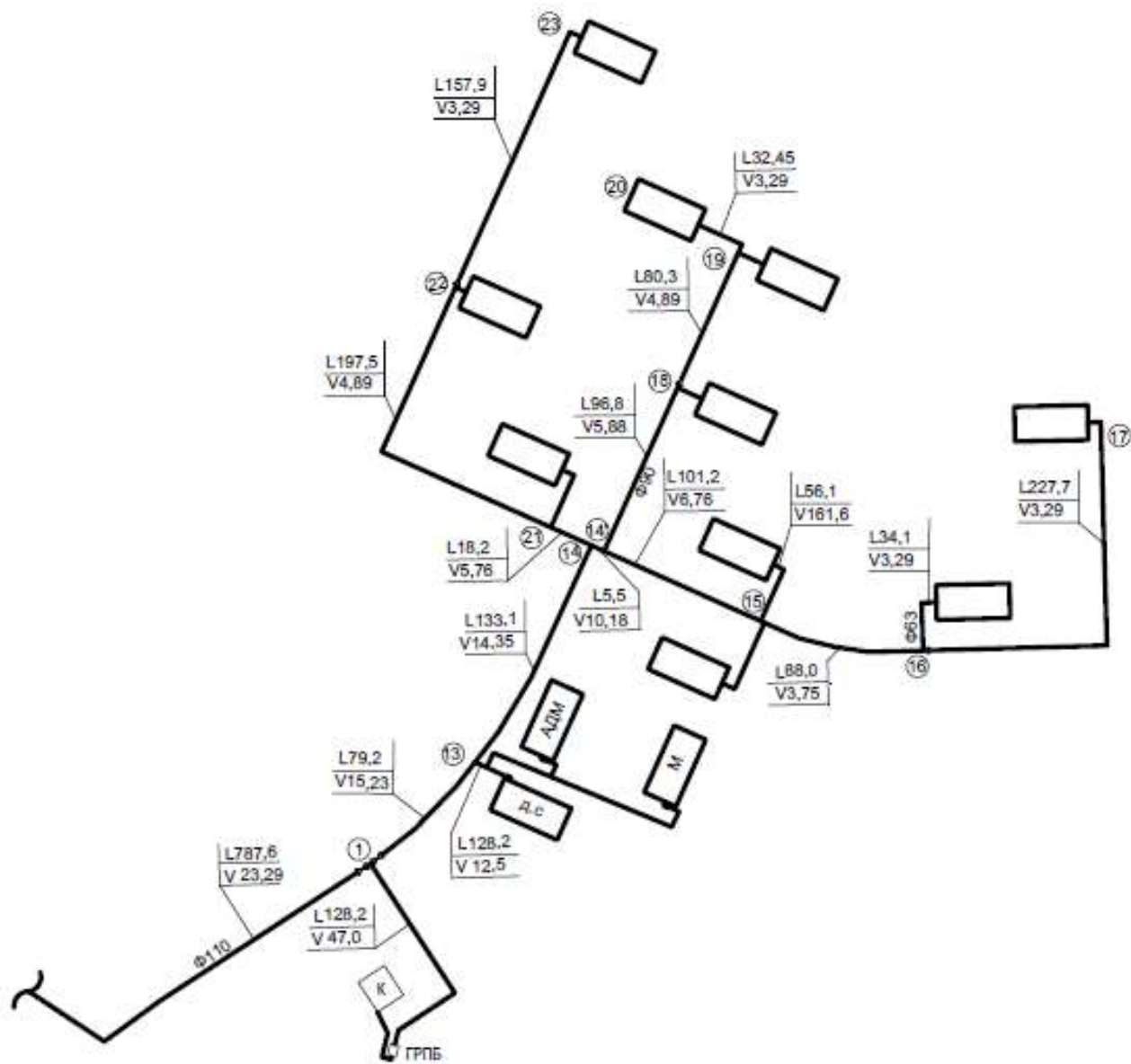


Рисунок В.1 – Расчетная схема сети низкого давления (второе направление)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Расчет участков внутридомового газопровода

№ уч-ка	V, м3/ч	L, м	a, %	Lp, м	hcp, Па/м	d, мм	hd, Па/м	Спопр. уч-ов	Hг, Па	Падение давления	
Расчет основного направления 1-2-3-4-5-6-b-y											
1-2	0,87	1,1	450	6,05	350/58,06=6,03	15	1,13	6,84	5,13	11,97	
2-3	0,87	3	20	3,6		15	1,13	4,07	15,39	-11,32	
3-4	1,29	2,1	20	2,52		15	1,92	4,84	10,77	-5,93	
4-5	1,55	28,79	20	34,55		15	2,75	95,01	-	95,01	
5-6	2,44	3,2	20	3,84		20	3,45	13,25	-	13,25	
6-b	3,54	0,2	25	0,25		20	2,1	0,53	-	0,53	
b-y	5,72	5,8	25	7,25		25	4,2	30,45	24,63	5,82	
Σ				58,06					350 >	Σ109,33	
Расчет ответвления от основного направления 7-8-9-10-11-b											
7-8	0,87	1,1	450	6,05	103,517/30,8=3,36	15	3,3	11,88	5,13	17,01	
8-9	0,87	3	20	3,6		15	2,1	7,56	15,39	-7,83	
9-10	1,29	2,1	20	2,52		15	3,3	8,32	10,77	-2,45	
10-11	4,78	4,1	25	5,13		15	4,2	21,55	-	21,55	
11-b	6,79	10,8	25	13,5		20	2,7	36,45	-	36,45	
Σ				30,8					Σ64,73		
H=(103,51-67,73)/103,51*100%=34,56 % > 10% Установим дополнительное местное сопротивление на участке 11-b											
Расчет ответвления 12-13-14-15-5											
12-13	0,87	1,1	450	6,05	260,27/13,49=19,29	15	1,58	9,56	5,13	14,69	
13-14	0,87	3	20	3,6		15	1,58	5,69	15,39	-9,7	
14-15	1,29	2,1	20	2,52		15	2,15	5,42	10,77	-5,35	
15-5	1,55	1,1	20	1,32		15	2,6	3,43	5,64	-2,21	
Σ				13,49					Σ-2,57		
H=(260,27+2,57)/260,27*100%= -1,98% < 10%											