

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

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН

Рецензент
должность

_____ .
_____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

_____ Д.В. Ульрих
_____ 2018 г.

Газоснабжение поселка Спутник Чебаркульского района,
Челябинская область

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.01.2018.251.13. ПЗ ВКР

Консультанты:

Раздел «Автоматизация»

к.т.н., доцент

_____ С.В. Панфёров
_____ 2018 г.

Руководитель проекта:

к.т.н., доцент

_____ Е.Ю. Анисимова
_____ 2018 г.

Автор проекта:

студент группы АС-432

_____ Д.А. Кореньков
_____ 2018 г.

Нормоконтроллер:

старший преподаватель

_____ Ю.В. Дорофеева
_____ 2018 г.

Челябинск 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Для приготовления пищи, установлена газовая плита DARINA F KM 341 304 W с электрической духовкой, мощность плиты 8 кВт.....	14
При расчетах используем средние значения.....	42
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ.....	14
1.1 Характеристика проектируемого жилого района.....	14
1.2 Характеристики газообразного топлива.....	16
2 РАСЧЕТ РАСХОДОВ ТЕПЛОТЫ И ГАЗА ЖИЛЫМ РАЙОНОМ, ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ.....	16
2.1 Определение расходов теплоты на отопление жилых и общественных зданий.....	17
2.2 Определение расходов теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий.....	17
2.3 Определение расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.....	18
2.4 Подбор оборудования для частного жилого дома.....	19
2.5 Подбор оборудования для котельной.....	20
3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ.....	24
3.1 Конструирование сети среднего давления.....	24
3.1.1 Описание распределительной сети газоснабжения среднего давления.....	24
3.1.2 Гидравлический расчет тупиковой сети среднего давления.....	26
3.2 Конструирование сети низкого давления.....	30
3.2.1. Описание распределительной сети газоснабжения низкого давления	30
3.2.2 Определение расчетных расходов газа в сети низкого давления.....	31
3.2.3 Гидравлический расчет тупиковой сети низкого давления.....	33
4 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА.....	36
4.1 Описание газорегуляторного пункта.....	36
4.2 Подбор оборудования в ГРП.....	36
4.2.1 Подбор регуляторов давления.....	36

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

4.2.2	Подбор фильтров.....	38
4.2.3	Выбор предохранительно-запорного клапана.....	38
4.2.4	Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	39
4.3	Подбор оборудования в ГРУ.....	40
4.3.1	Подбор регуляторов давления.....	40
4.3.2	Подбор фильтров.....	40
4.3.3	Выбор предохранительно-запорного клапана.....	41
4.3.3	Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	41
5	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ.....	42
5.1	Конструирование газопровода в котельной.....	42
5.2	Подбор горелки для газового котла.....	43
5.3	Определение параметров воздушных и продуктов сгорания.....	45
5.3.1	Определение теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания.....	45
5.3.2	Определение коэффициентов избытка воздуха в характерных сечениях котлового агрегата.....	46
5.3.3	Определение действительных объемов продуктов сгорания.....	47
5.3.4	Расчет дымовой трубы.....	49
5.3.5	Охлаждение дымовых газов.....	52
5.3.6	Организация тяги.....	53
5.4	Конструирование системы газоснабжения котельной.....	54
5.5	Методика гидравлического расчета газопровода котельной.....	56
6	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ В ЧАСТНОМ ДОМЕ.....	60
6.1	Конструирование внутридомового газопровода.....	60
6.2	Методика гидравлического расчета газопровода низкого давления в частном доме.....	61
7	ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ В ПЯТИЭТАЖНОМ ДОМЕ.....	65
7.1	Конструирование внутридомового газопровода.....	65

7.2	Определение расходов газа в пятиэтажном жилом многоквартирном доме.....	66
7.3	Гидравлический расчет внутридомовой сети в частном доме.....	68
8	ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА.....	70
9	АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	72
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	

ВВЕДЕНИЕ

Для динамичного развития экономики страны необходимо обеспечить народное хозяйство высококачественным топливом. Ведущая роль в обеспечении России этим топливом принадлежит газовой промышленности.

Современные системы газоснабжения представляют собой сложный комплекс устройств, состоящих из сетей высокого, среднего и низкого давления, газорегуляторных пунктов и газораспределительных станций.

Использование газового топлива позволяет создавать экономичные и высокопроизводительные агрегаты с малыми габаритными размерами, внедрять энергоэффективные методы передачи теплоты.

Газовая промышленность одна из наиболее динамично развивающихся отраслей народного хозяйства. Рост осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов потребления в уже газифицированных потребителях, и, во-вторых, за счет газификации новых населенных пунктов и объектов промышленности.

Увеличение газопотребления обосновывается большим количеством проведенных исследований, неизменно подтверждающих экономическую выгоду использования газа как топлива для нужд отопления и горячего водоснабжения. Применение газа позволяет повысить коэффициент полезного действия котельных агрегатов, снижения потери с уходящими газами и позволяет избежать потерь, связанных с химическим и физическим недожогом.

Газопотребление характеризуется более высокими темпами роста по сравнению с другими видами топлива. Использование газа в настоящее время целесообразно.

Цель дипломного проекта – разработать проект газоснабжения поселка Спутник (Чебаркульский район Челябинской области).

Задачи:

1. Запроектировать сеть газоснабжения среднего давления и низкого давления;
2. Запроектировать газоснабжение жилого индивидуального дома, жилого пятиэтажного дома и котельной;
3. Произвести подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома и котельной, оборудования в ГРП и ГРУ
4. Разработать схему автоматизации ГРП.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗИФИЦИРУЕМОМ РАЙОНЕ

1.1 Характеристика проектируемого жилого района

Объектом проектирования является поселок Спутник Чебаркульского района, состоящий из 104 частных одноэтажных домов, 7 пятиэтажных многоквартирных домов и магазина. Частные дома проектируются для семьи, состоящей из 4 человек. Пятиэтажные дома состоят из 80 квартир, располагаемых в 4 подъездах.

Исходными данными являются климатические параметры, соответствующие г. Челябинск, Челябинской области (принимаются характеристики из справочных таблиц СП 131.13330.2012 Актуализированная версия СНиП 23-01-99).

Район характеризуется резкими перепадами температур как в течении суток, так и между теплым и холодным периодами года, а так же недостаточной увлажненностью.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Характеристика	Величина	Единица измерения
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки	-34	°С
Продолжительность отопительного периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	218	Сут.
Средняя т-ра воздуха отопительного периода со средней суточной т-рой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	-6,5	°С
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,1	°С

Продолжение таблицы 1 – Климатические характеристики района проектирования

Характеристика	Величина	Единица измерения
Количество осадков за год	539	мм
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8\text{ }^{\circ}\text{C}$	3,0	м/с

- внутренняя температура в магазине $t_{в} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$
- внутренняя температура в жилых помещениях $t_{в} = 21\text{ }^{\circ}\text{C}$

Внутренние температуры принимаются согласно ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».

Для достижения поставленных целей в ВКР будет запроектировано:

1. Среднее давление – от врезки в существующий газопровод среднего давления $P=0,22\text{ МПа}$ до входа в ГРП.
2. Низкое давление – от ГРП до объектов проектирования (газопровод проектируется в подземном исполнении).

Источник газоснабжения – газопровод среднего давления $P=0,22\text{ МПа}$ $\varnothing 130,8 \times 14,6\text{ мм}$. Газопровод запроектирован в подземном исполнении.

1.2 Характеристики газообразного топлива

Для газоснабжения используется газ Уренгойского месторождения.

Таблица 2 – Состав природного газа

Месторождение газа	Состав газа в %						
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	N_2
Уренгойское	97,64	1,32	0,01	–	–	0,3	0,73

Рассчитывается низшая теплота сгорания газа

$$Q_{н}^p = (35,76 \cdot 97,64 + 63,65 \cdot 1,32 + 91,14 \cdot 0,01 + 0 \cdot 0,3 + 0 \cdot 0,73) \cdot 0,01 = 35,77\text{ МДж/м}^3$$

Рассчитывается плотность газа

$$\rho = (0,668 \cdot 97,64 + 1,356 \cdot 1,32 + 2,004 \cdot 0,01 + 2,69 \cdot 0 + 3,46 \cdot 0 + 1,98 \cdot 0,3 + 1,25 \cdot 0,73) = 0,7\text{ кг/м}^3$$

2 РАСЧЕТ РАСХОДОВ ТЕПЛОТЫ И ГАЗА ЖИЛЫМ РАЙОНОМ, ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Расход теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется согласно методике Соколова Е.Я. [3].

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

2.1 Определение расходов теплоты на отопление жилых и общественных зданий

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

$$Q_{\text{оmax}} = q_0 \cdot V (t_{\text{в}} - t_0) (1 + \mu) 10^{-3}, \quad (2.1)$$

где q_0 – удельная отопительная характеристика здания, кДж/м³·ч·°С;

V – объем здания по наружному обмеру, м³;

$t_{\text{в}}$ – расчетная внутренняя температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

t_0 – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления в конкретной местности;

μ – коэффициент инфильтрации, 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 в расчете принимают $\mu = 0$.

Тогда формула принимает вид

$$Q_{\text{оmax}} = q_0 \cdot V (t_{\text{в}} - t_0) 10^{-3} \quad (2.2)$$

Произведем расчет для магазина, расчеты для остальных потребителей сведем в итоговую таблицу 3.

Найдем объем магазина по наружному обмеру:

$$V = a \cdot b \cdot h, \quad (2.3)$$

$$V = 20 \cdot 15 \cdot 5 = 1500 \text{ м}^3$$

Расчетные расходы теплоты на отопление магазина.

$$Q_{\text{оmax}} = 2,16 \cdot 1500 \cdot (15 + 34) \cdot 10^{-3}$$

$$Q_{\text{оmax}} = 158,76 \text{ МДж/ч}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

2.2 Определение расходов теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий

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

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

где q_v – удельная тепловая вентиляционная характеристика здания, кДж/(м³·ч·°С).

$t_{вент}$ – расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С.

Произведем расчет для магазина, расчеты для остальных потребителей сведем в итоговую таблицу 3.

$$Q_{в\ max} = 1,8 \cdot 1500 \cdot (15 + 34) \cdot 10^{-3}$$

$$Q_{в\ max} = 132,3 \text{ МДж/ч}$$

2.3 Определение расходов теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

Определение тепловых нагрузок для систем горячего водоснабжения осуществляется по нормам расхода воды. Произведем расчет для магазина, расчеты для остальных потребителей сведем в итоговую таблицу 3.

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

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

где m – число жителей или работающих, чел;

$q_{сут.ср}$ – суточная норма расхода воды в жилых зданиях на одного жителя, л/сутки;

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

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

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

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

$$Q_{гв.ср}^o = \frac{12 \cdot 8 \cdot 4,19 \cdot (55 - 5)}{24} \cdot 1,05 \cdot 10^{-3}$$

$$Q_{гв.ср}^o = 2,21 \text{ МДж/ч}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

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

$$Q_{гв.маx} = 2,4 \cdot Q_{гв.ср}^o, \quad (2.5)$$

где $Q_{гв.ср}^o$ – среднечасовой расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки отопительного периода, кВт.

$$Q_{гв.маx} = 2,4 \cdot 2,21$$

$$Q_{гв.маx} = 5,3 \text{ МДж/ч}$$

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

Определение часового расхода газа приборами, установленными в квартирах в многоквартирном доме:

$$V = k \cdot q \cdot n, \text{ м}^3; \quad (2.6)$$

где k – коэффициент одновременности действий прибора или группой приборов;

q – номинальный расход газа прибором или группой приборов принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам газового прибора;

n – число однотипных приборов или групп приборов;

Для приготовления пищи, установлена газовая плита DARINA F KM 341 304 W с электрической духовкой, мощность плиты 8 кВт.

Определяется расход газа на пятиэтажный дом.

$$V = 0,227 \cdot \frac{8 \cdot 3,6}{35,77} \cdot 40 = 7,31 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 3 – Нагрузки на вентиляцию, отопление, горячее водоснабжение и бытовые нужды потребителей

Нагрузки	Наим.	Q _о	Q _в	Q _{ов}	Q _{гвс ср}	ΣQ _{гвс ср} кВт	Q _{гвсрп ах}	ΣQ _{гвсрп ах} кВт	Q _{быт}	ΣQ	V, м ³ /ч
Частный дом	МДж/ч	38,36	-	38,36	3,84	1,07	9,24	2,57	28,8	76,4	2,14
	кВт	10,65	-	10,65	1,07		2,57		8	21,2	
Магазин	МДж/ч	158,76	132,3	291,1	2,21	54,1	5,3	129,8	-	296,5	8,29
	кВт	44,1	36,75	80,9	0,61		1,45		-	82,35	
5-этажный дом	МДж/ч	437	-	437	192,5	54,1	462	129,8	261,5	898,9	-
	кВт	121,4	-	121,4	53,47		128,3		72,64	249,7	
Котельная на магазин и 5-этажные дома									1830	184,2	

2.4 Подбор оборудования для частного жилого дома

В предыдущем пункте был произведен расчет расходов теплоты и газа для частного жилого дома. По найденным значениям подбирается газоиспользующее оборудование.

Принимаем к установке:

1. на нужды отопления: газовый напольный одноконтурный котел «Лемакс Премиум –i 10» мощностью $Q_k = i$ 10 кВт;

2. на нужды горячего водоснабжения: газовый [накопительный водоподогреватель Ariston S/SGA 50 R мощностью](#) $Q_{впг} = i$ [2,9 кВт](#);

3. на нужды пищеприготовления: газовая комбинированная четырехконфорочная плита DARINA F KM 341 304 W с электрической духовкой, мощность плиты 8 кВт.

Технические характеристики подобранного оборудования представлены в приложении А.

2.5 Подбор оборудования для котельной

В проекте принимается отдельно стоящая котельная второй категории по надежности теплоснабжения, обслуживающая магазин и 7 пятиэтажных домов.

Расчетные тепловые нагрузки принимаем согласно таблице 3: на отопление и вентиляцию: $Q_{ов\ max} = 930,7$ кВт; на горячее водоснабжение: $Q_{гв.ср}^o = 374,9$ кВт; $Q_{гв.мах} = 899,6$ кВт.

Расчет теплопроизводительности котельной и выбор котлов производится из условия обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей.

Тепловые сети подразделяются на магистральные, распределительные, квартальные и ответвления от магистральных и распределительных тепловых сетей к отдельным зданиям и сооружениям. Разделение тепловых сетей устанавливается проектом или эксплуатационной организацией.

Число и производительность котлов, установленной в котельной, следует выбирать, обеспечивая:

- расчетную производительность;
- стабильную работу котлов при минимально допустимой нагрузке в теплый период года.

При выходе из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся котлы должны обеспечивать отпуск тепловой энергии потребителям первой категории:

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

- на технологическое теплоснабжение и системы вентиляции – в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха);

- на отопление и горячее водоснабжение - в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

В котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов; в производственных котельных второй категории - установка одного котла.

Компоновка и размещение технологического оборудования котельной должны обеспечивать:

- условия для механизации ремонтных работ;
- возможность использования при ремонтных работах напольных подъемно-транспортных механизмов и устройств.

Для ремонта узлов оборудования и трубопроводов массой более 50 кг следует предусматривать, как правило, инвентарные грузоподъемные устройства.

При невозможности использования инвентарных грузоподъемных устройств следует предусматривать стационарные грузоподъемные устройства (тали, тельферы, подвесные и мостовые краны).

В котельных по заданию на проектирование следует предусматривать ремонтные участки или помещения для проведения ремонтных работ. При этом следует учитывать возможность выполнения работ по ремонту указанного оборудования соответствующими службами промышленных предприятий или специализированными организациями.

Принятые в проекте основные технические решения должны обеспечивать:

- надежность и безопасность работы оборудования;
- максимальную энергетическую эффективность котельной;
- экономически обоснованные затраты на строительство, эксплуатацию и ремонт;
- требования охраны труда;
- требуемые санитарно-бытовые условия для эксплуатационного и ремонтного персонала;
- требования охраны окружающей среды.

При определении расчетной производительности котельной определяется сумма расчетных часовых расходов тепла на нужды отопления, вентиляции, кондиционирования при максимально зимнем режиме и расчетных среднечасовых расходов тепла на ГВС и технологию, а также расчетные значения потерь тепла тепловыми сетями и на собственные нужды котельной.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Условия, которые должны обязательно выполняться при подборе котельного оборудования:

1. согласно требованиям [5], при возникновении аварийных ситуаций, например, при поломке одного из котлов, оставшиеся котлы должны обеспечивать не менее 87% расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей второй категории в течение всего ремонтно-восстановительного периода.

2. при работе котла в теплый период должна обеспечиваться минимально допустимая нагрузка, снимаемая с котла. Снижение теплосъема с котла ниже допустимого значения приводит к быстрому выходу котла из строя.

Произведем подбор котлов для отдельно стоящей котельной по методике Палея Е.Л. Х [5].

Суммарная потребность нагрузок ОВ.

$$Q_{\text{ов}}=930,7 \text{ кВт}$$

При выходе котла из строя.

$$Q_{\text{ов}}=930,7 \cdot 0,87=809,7 \text{ кВт}$$

Подключенная нагрузка при максимальном значении ГВС.

$$Q_{\text{максобщ}}=809,7+899,6=1709 \text{ кВт}$$

То же при среднечасовом значении ГВС.

$$Q_{\text{срчобщ}}=809,7+374,9=1184,6 \text{ кВт}$$

Потери в сетях. Можно принимать значение потерь тепла в пределах 3,0 % от теплового потока. Зимний режим $Q_{\text{потз}}=1709 \cdot 0,03=51,3 \text{ кВт}$. Летний режим $Q_{\text{потл}}=899,6 \cdot 0,03 \cdot 0,8=21,6 \text{ кВт}$.

Собственные нужды котельной (по укрупненным показателям 1,5 % от максимальной выработки тепла) $Q_{\text{сн}}=1709 \cdot 0,015=25,6 \text{ кВт}$.

Определяем суммарную мощность котельной (по нормативным документам по среднечасовому расходу ГВС). Зимний период $Q=1184,6+21,6+25,6=1232 \text{ кВт}$. Летний период $Q=374,9+21,6=396,5 \text{ кВт}$.

Предлагается установка трех котлов Боркотломаш RS-D 600 с номинальной тепловой мощностью по $Q_{\text{к}}=600 \text{ кВт}$ каждый.

1. При выходе одного из котлов из строя в холодный период должна обеспечиваться подача теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение потребителям и на собственные нужды котельной не менее $Q_{\text{ов}}^{\text{доп}}=809,7 \text{ кВт}$ оставшимися котлами.

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

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}}=Q_{\text{к}} \cdot 2 \tag{2.7}$$

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}}=600 \cdot 2$$

$$Q_{\text{ов}}^{\text{факт}}=1200 \text{ кВт}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Первое условие выполняется, так как $Q_{\text{ОВ}}^{\text{факт}} > Q_{\text{ОВ}}^{\text{доп}}$.

2. Процент загрузки котла в летний период:

$$Q_{\text{загр}} = \frac{396,5}{600} \cdot 100 \%$$

$$Q_{\text{загр}} = 66 \%$$

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

В результате расчетов было подобрано газоиспользующее оборудование для всех абонентов. Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4– Газовое оборудование, размещенное у абонентов

Объект	Наименование оборудования	Мощность кВт	Количество	
			Рабочий	Резерв
Жилой дом	Газовый одноконтурный котел	10	1	-
	Газовый накопительный	2,9	1	-
	Газовая плита DARINA F KM 341	8	1	-
Котельная на магазин и клуб	Газовый котел Боркотломаш RS-D 600	600	2	1

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

Объектом проектирования является газоснабжение 104 частных жилых домов и 7 пятиэтажных жилых домов поселка Спутник Чебаркульского района Челябинской области. Сеть среднего давления питает местную котельную, снабжающую теплом магазин на 12 человек персонала и 7 пятиэтажных домов.

В системе принята двухступенчатая схема давления: среднего и низкого. значение давления в различных ступенях: среднего давления от 0,005 до 0,3 МПа, низкого давления до 0,005 МПа.

3.1 Конструирование сети среднего давления

3.1.1 Описание распределительной сети газоснабжения среднего давления

Проектируемый газопровод среднего давления подключается врезкой в существующий полиэтиленовый газопровод среднего давления с диаметром 180х16,4мм и давлением 0,22 МПа.

К проектируемому газопроводу среднего давления присоединяется ГРП и ГРУ котельной. Через ГРП давление снижается до низкого и подается в жилые дома. ГРУ обеспечивает давление, на котором работает газоиспользующее оборудование. Котельная работает на нужды отопления, горячего водоснабжения магазина и пятиэтажных домов, а также на собственные нужды.

Прокладка газопровода среднего давления производится по тупиковой схеме. Данная схема трассировки имеет основное направление, которое начинается от места врезки и заканчивается у самого нагруженного и удаленного потребителя – ГРП поселка спутник. Подключение сосредоточенных потребителей к тупиковому газопроводу происходит в помощью ответвлений. Тупиковая схема выбрана по причине простоты монтажа и малого количества сосредоточенных потребителей.

Недостаток данной схемы заключается в том, что происходит падение давления по пути движения газа, и потребители получают газ с переменным давлением.

Такую схему применяют в небольших населенных пунктах.

Прокладка газопровода подземная, бестраншейная, произведенная наклонно–направленным продавливанием на глубину 1,5 м от поверхности земли до верха трубы (ниже глубины промерзания), односторонне вдоль улиц.

Почва на территории поселка имеет однородную структуру без каменистых включений, отсутствуют резкие изменения рельефа на территории поселка, поэтому наружный газопровод среднего давления выполнен из полиэтиленовых труб ГОСТ Р 50838–2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов».

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

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

Расчетная схема сети среднего давления с указанными на ней источником и потребителями газа, а так же необходимыми данными для расчета представлена на рисунке 1.

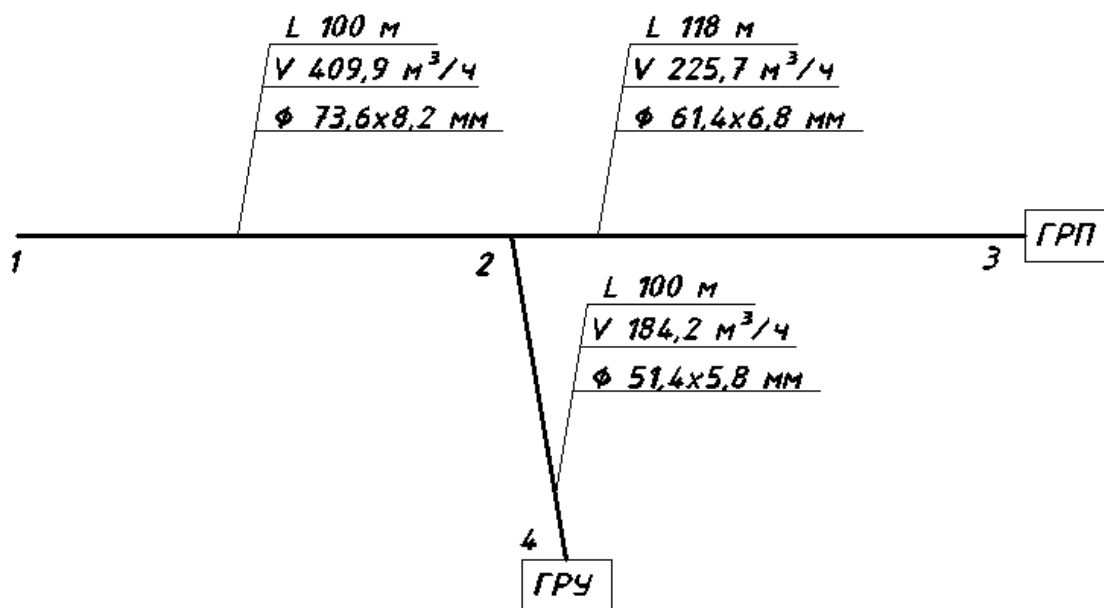


Рисунок 1 – Расчетная схема сети среднего давления

3.1.2 Гидравлический расчет тупиковой сети среднего давления

При расчете сети в первую очередь рассматривается самое длинное и нагруженное направление от точки врезки до конечного участка, которое считается основным направлением. После расчета проверяется возможность его совместной работы с ответвлениями, рассчитывают невязку сети, расхождения в перепадах давления не должны превышать 10%. Если расхождение будет больше, то необходимо скорректировать распределение транзитных расходов и пересчитать сеть.

Порядок расчета:

1. Вычерчивается расчетная схема сети газопроводов: расставляются расчетные расходы газа каждым потребителем, намечается основное направление от точки врезки до самого удаленного потребителя и нумеруются участки, проставляются их длины. После подбора диаметров участков их также наносят на схему.

2. Расчетные расходы газа, определяются суммированием расходов, начиная от конечных участков по направлению к точке врезки в существующий газопровод среднего давления.

3. Составляется таблица для гидравлического расчета.

4. Определяются расчетные длины участков, как $L_p = 1,1 \cdot L$ суммируются по основному направлению.

5. Вычисляются средние удельные потери давления по основному направлению, МПа/м, по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{\sum L_p}, \quad (3.1)$$

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

6. Далее находятся предварительные внутренние расчетные диаметры, мм, по формуле

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$d_p = \sqrt[m_1]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (3.2)$$

где А – безразмерный коэффициент, А=626;

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

ρ_0 – плотность газа, кг/м³;

Q_0 – расчетный расход газа, м³/ч;

7. По расчетному внутреннему диаметру определяются внутренние диаметры.

8. Вычисляется коэффициент гидравлического трения

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса, определяется по формуле

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d_b \cdot \nu}, \quad (3.3)$$

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

Q_0 – расход газа, м³/ч;

d_b – внутренний диаметр, см.

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

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

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

- если $Re < 2000$, по формуле

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (3.4)$$

- если $2000 < Re < 4000$, по формуле

$$\lambda = 0,0025 (Re)^{0,333}, \quad (3.5)$$

- если $4000 < Re < 10000$, по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{(Re)^{0,25}}, \quad (3.6)$$

- если $Re > 10000$, по формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2}, \quad (3.7)$$

9. Задаются необходимым максимальным начальным давлением: для сетей среднего давления $P_H = 0,22$ Мпа и находим R_k по формуле

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l} \quad (3.8)$$

Произведем расчет для участка 1–2.

1. Участок 1–2 имеет длину $L = 100$ м , тогда расчетная длина

$$L_p = 1,1 \cdot 100$$

$$L_p = 110 \text{ м}$$

2. Расход на участке $V = 409,9$ м³/ч.

3. Определим удельные потери давления, Па/м по формуле (3.1)

$$\Delta P_{уд} = \frac{0,22 - 0,2}{218}$$

$$\Delta P_{уд} = 0,00021 \text{ МПа/м};$$

4. Определим внутренний расчетный диаметр по формуле (3.2)

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,446 \cdot 0,7 \cdot 409,9^{1,75}}{0,00021}},$$

$$d_p = 86,3 \text{ мм};$$

5. Определяется внутренний диаметр принимаем наименьший ближайший $d_b = 73,6 \times 8,2$ мм;

6. Определяется число Рейнольдса, определяется по формуле (3.3)

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{409,9}{73,6 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}},$$

$$Re = 17261 ;$$

7. Т.к. $Re > 10000$, коэффициент гидравлического трения определяем по формуле (3.7)

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(17261) - 1,64)^2},$$

$$\lambda = 0,027;$$

8. Находим конечное давление в точке 2 по формуле (3.8)

$$P_k = \sqrt{(0,22^2 \cdot 10^6 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,027 \frac{409,9^2}{8,63^5} \cdot 0,7 \cdot 110) \cdot 0,001} = 0,2196 \text{ МПа}$$

Расчеты остальных участков производят аналогично, результаты сведем в таблицу 5.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Таблица 5 – Гидравлический расчет сети среднего давления.

№ уч.	Длина уч-ка, м		Расч. расход газа, V, мЗ/ч	Уд. потери дав., МПа/м	d _p , мм	d _в , мм	Re	λ	P _н , МПа	Давлен P _к , МПа
	По плану L, м	Расч. L _p , м								
Основное направление участка 1-2-3										
1-2	100	110	409,9	0,00021	86,3	73,60	17261	0,027	0,22	0,2196
2-3	118	129,8	225,7		69,3	61,40	11393	0,030	0,2196	0,2167
		239,8							0,2167 ≥ 0,2	
Ответвление 2-3										
2-4	76	83,6	184,2	0,00060	51,5	51,40	1110677	0,011	0,2196	0,2175
									0,2175 ≥ 0,2	

3.2 Конструирование сети низкого давления

3.2.1. Описание распределительной сети газоснабжения низкого давления

Проектируемый газопровод низкого давления подключено ГРП, в котором давление со среднего 0,2167 МПа снижается до низкого – 2700 Па. газом низкого давления снабжается 104 частных жилых домов и 7 пятиэтажных домов.

В данной дипломной работе мною была выбрана тупиковая схема газоснабжения. Строительство сетей осуществляется с применением полимерных труб. Газопровод расположен подземно, путь прокладки обозначен на плане поселка.

Подключение сосредоточенных потребителей осуществляется с помощью ответвлений, длина которых для повышения надежности газоснабжения должна быть минимальной. Пересечение с естественными и искусственными препятствиями выполняется с соблюдением требований СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы».

Допускается использовать уличные проезды, которые также будут использоваться для прокладки газопроводов низкого давления. В целях управления газовыми потоками в системе необходимо предусматривать установку отключающих устройств в узлах разветвления газопроводов, на тупиковых ответвлениях для отключения отдельных потребителей, через каждые 300-400 метров и в других местах, где требуется установка отключающих устройств.

Для подземной прокладки газопроводов внутри поселения применяют газопроводы из полиэтиленовых труб. Применяют полиэтиленовые трубы ПЭ 80 и ПЭ 100, SDR 11.

Подземная прокладка ведется по уличным проездам на глубине 1,5 м до верха газопровода или футляра. Прокладка ведется на расстоянии от дорожного полотна 1,5 м в зоне зеленых насаждений.

Совместная прокладка газопроводов с кабельными линиями запрещена.

В местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами, теплотрассами, а также в местах прохода газопровода через стенки газовых колодцев газопровод укладывается в футляр. Концы футляра заделываются гидроизоляционным материалом. На одном конце футляра (в верхней точке уклона) предусматривается ковер.

Концы футляра выводятся на расстояние не менее 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Соединение полиэтиленового газопровода осуществляется муфтовым способом.

Вследствие большого количества маломощных абонентов в сетях низкого давления, распределенных по значительной площади, нет возможности спроектировать сеть низкого давления кольцевой.

3.2.2 Определение расчетных расходов газа в сети низкого давления

Порядок определения расчетных расходов газа в тупиковой сети низкого давления:

1. На выбранных направлениях движения газа определяются длины участков;

2. Находится общая (суммарная) расчетная длина сети, $\sum L_p$, м;

3. Определяется удельный расход газа по формуле

$$V_{уд} = \frac{V_{пос}}{\sum L} \quad (3.9)$$

где $V_{пос}$ – суммарный расход газа всеми, равномерно распределенными потребителями поселка, присоединенными к данной сети, м³/ч;

4. Определяется расчетный (часовой) расход газа, м³/ч, при потреблении газа во всех домах поселка, определяется по формуле

$$V_{пос} = V_{жд} \cdot m \quad (3.10)$$

где $V_{жд}$ – расход газа жилым домом, м³/ч;

m – число домов;

5. Определяется путевой расход газа, $V_{п}$ м³/ч, – количество газа, которое разбирается с участка при равномерно распределенной нагрузке по формуле

$$V_{п} = V_{уд} \cdot L \quad (3.11)$$

где L – длина данного участка, м;

6. Определяются эквивалентные расходы газа по участкам. При равномерно распределенной нагрузке количество газа, проходящего по газопроводу, меняется от нуля в конце участка до максимального, равного путевому расходу, в начале участка. Он определяется по формуле

$$V_{эк} = \alpha \cdot V_{п} \quad (3.12)$$

где α – коэффициент пропорциональности, для практических расчетов принимается равным 0,55;

7. Определяются транзитные расходы газа. Они рассчитываются, как сумма путевых и транзитных расходов всех участков, присоединенных к концу рассчитываемого участка, поскольку все остальные расходы входят в транзитные расходы этих участков

$$V_T = \sum V_{Ti} + \sum V_{Pi} + V_{Ci} \quad (3.13)$$

8. Определяются расчетные расходы газа по участкам, как сумма эквивалентного расхода газа $V_{Эк}$ рассчитываемого участка и транзитного расхода V_T , проходящего на все последующие участки по формуле

$$V = V_{Эк} + V_T = \alpha \cdot V_{П} + V_T. \quad (3.14)$$

В качестве примера выполним расчет 2 участков основного направления тупиковой сети низкого давления (1-2), (2-3)

1. Определим длины участков:

$$L_{1-2} = 16 \text{ м};$$

$$L_{2-3} = 26 \text{ м};$$

2. Удельный расход газа по формуле (3.9)

$$V_{уд} = \frac{280,14}{3036} = 0,074 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $V_{пос}$, определяется по формуле (3.10)

$$V_{пос} = 104 \cdot 2,14 \text{ м}^3/\text{ч};$$

3. Путевой расход газа определяется по формуле (3.11)

$$V_{П1-2} = 0,07 \cdot 16 = 1,12 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{П2-3} = 0,07 \cdot 26 = 1,82 \text{ м}^3/\text{ч};$$

4. Эквивалентные расходы газа по участкам находятся по формуле (3.12)

$$V_{Эк1-2} = 0,55 \cdot 1,12 = 0,65 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{Эк2-3} = 0,55 \cdot 1,82 = 1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

5. Транзитные расходы газа определяются по формуле (3.13)

$$V_{T1-2} = 0 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{T2-3} = V_{П2-2*} + V_{П1-2}$$

$$V_{T2-3} = 1,12 + 0,37$$

$$V_{T2-3} = 1,56 \text{ м}^3/\text{ч};$$

6. Расчетные расходы газа по участкам, определяются по формуле (3.14)

$$V_{1-2} = V_{T1-2} + V_{Эк1-2}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$V_{1-2} = 0,65 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{2-3} = V_{T_{2-3}} + V_{ЭЖ_{2-3}}$$

$$V_{92-93} = 2,62 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расход газа на остальных участках рассчитывается аналогично, результаты сводятся в таблицу Б1 в Приложении Б.

3.2.3 Гидравлический расчет тупиковой сети низкого давления

Расчет проводится аналогично расчету сети среднего давления, изложенному в пункте 3.1.2.

1. Вычисляются средние удельные потери давления по основному направлению, МПа/м, по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{300}{\sum L_p}, \quad (3.1)$$

2. Далее находятся предварительные внутренние расчетные диаметры, мм, по формуле

$$d_p = \sqrt[m_1]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{уд}}}, \quad (3.2)$$

где А – безразмерный коэффициент, А=626;

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

ρ_0 – плотность газа, кг/м³;

Q_0 – расчетный расход газа, м³/ч;

3. По расчетному внутреннему диаметру определяются внутренние диаметры.

4. Вычисляется коэффициент гидравлического трения

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса, определяется по формуле

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{Q_0}{d_b \cdot \nu}, \quad (3.3)$$

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

Q_0 – расход газа, м³/ч;

d_b – внутренний диаметр, см.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

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

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

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

- если $\text{Re} < 2000$, по формуле

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (3.4)$$

- если $2000 < \text{Re} < 4000$, по формуле

$$\lambda = 0,0025(\text{Re})^{0,333}, \quad (3.5)$$

- если $4000 < \text{Re} < 10000$, по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{(\text{Re})^{0,25}}, \quad (3.6)$$

- если $\text{Re} > 10000$, по формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg \text{Re} - 1,64)^2}, \quad (3.7)$$

5. Задаются необходимым максимальным начальным давлением: для сетей низкого давления $P_H = 2700$ Па и находим P_K по формуле

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l} \quad (3.8)$$

Пример расчета участка сети ГРП – 116.

1. Участок ГРП–116 имеет длину по плану $L = 22$ м, тогда расчетная длина

$$L_p = 1,1 \cdot 22$$

$$L_p = 24,2 \text{ м};$$

2. Расход на участке $V = 227,24$ м³/ч;

3. Удельные потери давления, Па/м определим по формуле 3.1

$$\Delta P_{уд} = 0,25 \text{ Па/м};$$

4. Внутренний расчетный диаметр, мм по формуле 4.2

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{626 \cdot 0,446 \cdot 0,7 \cdot 227,24^{1,75}}{0,25}},$$

$$d_p = 174,79 \text{ мм};$$

5. Внутренний диаметр принимаем наименьший ближайший $d_B = 166,6$ мм;

6. Число Рейнольдса, определяется по формуле 3.3

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$Re = 0,0354 \frac{227,24}{166,6 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} ,$$

$$Re = 422929 ;$$

7. $Re > 10000$, коэффициент гидравлического трения определяем по формуле 4.7

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(422929) - 1,64)^2} ,$$

$$\lambda = 0,012;$$

8. Находим конечное давление в точке 145 по формуле

$$P_k = P_n - 626,1 \cdot \lambda \cdot \rho_0 \cdot l \frac{V^2}{d^5} \quad (4.15)$$

$$P_k = 2700 - 626,1 \cdot 0,012 \cdot 0,7 \cdot 24,2 \frac{227,24^2}{166,6^5}$$

$$P_k = 2694 \text{ Па} .$$

Расчеты остальных участков производятся аналогично, результаты сводятся в таблицу Б2 в Приложении Б.

4 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТА

4.1 Описание газорегуляторного пункта

Газорегуляторным пунктом (ГРП) называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным, независимо от расхода газа.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Газорегуляторный пункт предназначен для дополнительной очистки газа от механических примесей, снижения давления газа после ГРП и поддержания его на заданном значении с последующей бесперебойной и безаварийной подачей потребителям..

Газ через входной газопровод поступает на фильтр, где очищается от механических примесей, и через предохранительно запорный клапан подается в регулятор давления, где давление газа снижается и поддерживается постоянным, независимо от расхода. В случае повышения давления газа после регулятора выше допустимых значений, например в результате сбоя работы регулятора давления газа — срабатывает предохранительно-сбросной клапан — ПСК, в результате чего излишки давления газа сбрасываются в атмосферу. Если давление газа продолжает возрастать и сброс газа через ПСК достаточного эффекта не дал, срабатывает предохранительно-запорный клапан и доступ газа потребителю через эту линию редуцирования прекращается. Для того, чтобы обеспечить безаварийную подачу газа потребителю, в ГРП устанавливают дополнительную линию редуцирования.

4.2 Подбор оборудования в ГРП

4.2.1 Подбор регуляторов давления

Регулятор давления подбирается по проходному сечению, обеспечивающему максимальный пропуск заданного количества газа.

Если табличные данные не совпадают с расчетными, то пропускную способность регулятора давления определяют по формулам:

При другой плотности газа:

$$V=0,855 \cdot \frac{V_t}{\rho}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

$$V = 0,855 V_t \cdot \sqrt{\frac{\Delta p p_2}{\Delta p_t p_{2t}}} \quad (4.1)$$

- При $\rho = \rho_t = 0,73 \text{ кг/м}^3$:

$$V = V_t \cdot \sqrt{\frac{\Delta p p_2}{\Delta p_t p_{2t}}} \quad (4.2)$$

- при критической скорости истечения через седло:

$$V = \frac{0,855 \cdot V_t \cdot p_1}{p_{1m} \cdot \sqrt{\rho}} \quad (4.3)$$

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

$$V = \frac{V_t \cdot p_1}{p_{1m}}$$

где V и V_t – пропускная способность регулятора давления, $\text{м}^3/\text{ч}$.

ρ и ρ_t – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 .

Δp и Δp_t – перепад давления в регуляторе, МПа.

p_1 и p_{1t} – абсолютное входное давление газа, МПа.

p_2 и p_{2t} – абсолютное выходное давление газа, МПа.

Нормальная работа регулятор давления обеспечивается, если выполняется условие:

$$0,1V \leq V_p \leq 0,8V \quad (4.4)$$

Регулятор выбирается по ближайшему расходу газа (пропускной способности). Также, учитывая соответствие абсолютных давлений и фактическую плотность газа, по соответствующей формуле находится действительная пропускная способность регулятора давления. Проверяется условие нормальной работы регулятора. Если условие не выполняется, то данный регулятор не подходит, и проводят проверку следующего большего или меньшего диаметра.

Выполнение расчета:

$$P_1^{\text{изб}} = p_1 = 0,2167 \text{ МПа, (см. таблица 5 п.3.1.2)}$$

$$P_2^{\text{изб}} = p_2 = 2,7 \text{ кПа} = 0,0027 \text{ МПа, (см. п.3.2.1)}$$

Абсолютное входное давление газа:

$$p_1 = P_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,2167 + 0,1 = 0,3167 \text{ МПа};$$

$$V_p = 225,73 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3.$$

Проверим возможность установки регулятора давления РДГ – 50Н, для которого пропускная способность составляет $V_T = 787 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном давлении

$$P_{1m}^{\text{изб}} = 0,25 \text{ МПа, } P_{1m}^{\square} = 0,25 + 0,1 = 0,35 \text{ МПа}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Так как расчетная плотность $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$, то считаем по формуле:
 Для $p_2/p_1=0,1027/0,3167=0,32 \leq 0,5$, для $\rho=0,7 \text{ кг/м}^3$.

$$V \leq \frac{0,855 \cdot 787 \cdot 0,3167}{0,35 \cdot \sqrt{0,7}} = 728,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Проверим выполнение условия (4.4):

$$0,1 \cdot 728,3 \text{ м}^3/\text{ч} < 225,73 \text{ м}^3/\text{ч} < 0,8 \cdot 728,3 \text{ м}^3/\text{ч} ; \\ 72,8 \text{ м}^3/\text{ч} < 225,73 \text{ м}^3/\text{ч} < 582,6 \text{ м}^3/\text{ч} .$$

Условие выполняется, значит к установке принимаем РДГ–50Н, $p_{1T} = 0,35$ МПа, $V_T = 787 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Характеристики регулятора давления вынесены в Приложение А.

4.2.2 Подбор фильтров

Необходимая степень очистки обеспечивается при ограниченных скоростях потока. Допустимый перепад давления на фильтре не должен составлять более 5000 Па. Фильтры подбирают по пропускной способности.

Если плотность газа отличается от табличной, как и абсолютное и перепад давлений, то пропускную способность определяют по следующей формуле:

$$V = 0,855 \cdot V_t \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_1}{\Delta p_t \cdot p_{t1} \cdot \rho}} \quad (4.5)$$

По расчётной пропускной способности ГРП $V_p = 225,74 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ–50. $P_{1T}^{\text{изб}} = 0,3$ МПа. Абсолютное входное давление равно $P_{1T} = P_{1T}^{\text{изб}} + 0,1 = 0,4$ МПа.

$$V = 0,855 \cdot 610 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3167}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,7}} = 522 \text{ м}^3/\text{ч} > V_p = 225,74 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем фильтр ФГ-50 для установки в ГРП.

Характеристики фильтра вынесены в Приложение А.

4.2.3 Выбор предохранительно-запорного клапана

Давление после ГРП низкое, поэтому необходимо применять клапан типа ПКН. Выбираем ПЗК с тем же диаметром, что и регулятор давления.

Ранее был подобран регулятор давления РДГ – 50Н с условным диаметром Ду50 мм, поэтому к установке принимается ПКН – 50 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,06$ МПа .

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot P_2$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot 0,0027$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,00243 \text{ МПа}$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

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

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot P_2$$

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

$$P_{\text{верх}}^H = 0,00324 \text{ МПа.}$$

Ранее был подобран регулятор давления РДГ – 50Н с условным диаметром Ду50 мм, поэтому к установке принимается ПКН(В)-50 с диапазоном настройки нижнего предела 0,0003 ÷ 0,003МПа и верхнего предела 0,002 ÷ 0,06 МПа .

Характеристики предохранительно-запорного клапана вынесены в Приложение А.

4.2.4 Выбор предохранительно-сбросного клапана

ПСК подбирается по пропускной способности регулятора давления. Пропускная способность должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления, либо не менее пропускной способности наибольшего из клапанов.

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

$$P_B = 1,15 \cdot P_2$$

$$P_B = 1,15 \cdot 0,0027$$

$$P_B = 0,0031 \text{ МПа.}$$

Учитывая пропускную способность регулятора давления и пределы настройки контролируемого давления, к установке принимается предохранительно-сбросной клапан ПСК- 50Н/5 с диапазоном настройки 0,002 ÷ 0,005 МПа.

Характеристики предохранительно-сбросного клапана вынесены в Приложение А.

4.3 Подбор оборудования в ГРУ

4.3.1 Подбор регуляторов давления

Выполнение расчета:

$$P_1^{\text{изб}} = p_1 = 0,2175 \text{ МПа, (см. таблица 5 п.3.1.2)}$$

$$P_2^{\text{изб}} = p_2 = 1,5 \text{ кПа} = 0,0015 \text{ МПа;}$$

Абсолютное входное давление газа:

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$p_1 = p_1^{\text{изб}} + 0,1 = 0,2175 + 0,1 = 0,3175 \text{ МПа};$$

$$V_p = 184,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3.$$

Проверим возможность установки регулятора давления РДГ – 50Н, для которого пропускная способность составляет $V_T = 787 \text{ м}^3/\text{ч}$ при входном давлении

$$p_{1m}^{\text{изб}} = 0,25 \text{ МПа}, \quad p_{1m}^{\square} = 0,25 + 0,1 = 0,35 \text{ МПа}.$$

Так как расчетная плотность $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$, то считаем по формуле:

Для $p_2/p_1 = 0,1015/0,3175 = 0,32 \leq 0,5$, для $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$.

$$V \leq \frac{0,855 \cdot 787 \cdot 0,3175}{0,35 \cdot \sqrt{0,7}} = 728,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Проверим выполнение условия (7.6):

$$0,1 \cdot 728,3 \text{ м}^3/\text{ч} < 184,2 \text{ м}^3/\text{ч} < 0,8 \cdot 728,3 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$72,8 \text{ м}^3/\text{ч} < 184,2 \text{ м}^3/\text{ч} < 582,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условие выполняется, значит к установке принимаем РДГ–50Н, $p_{1T} = 0,35 \text{ МПа}$, $V_T = 787 \text{ м}^3/\text{ч}$.

4.3.2 Подбор фильтров

По расчётной пропускной способности ПГБ $V_p = 184,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ подбирается фильтр газовый сетчатый ФГ–50. $p_{1T}^{\text{изб}} = 0,3 \text{ МПа}$. Абсолютное входное давление равно $p_{1T} = p_{1T}^{\text{изб}} + 0,1 = 0,4 \text{ МПа}$.

$$V = 0,855 \cdot 610 \cdot \sqrt{\frac{0,005 \cdot 0,3175}{0,005 \cdot 0,4 \cdot 0,7}} = 522 \text{ м}^3/\text{ч} > V_p = 184,2 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем фильтр ФГ-50 для установки в ГРП.

4.3.3 Выбор предохранительно-запорного клапана

Ранее был подобран регулятор давления РДГ – 50Н с условным диаметром Ду50 мм, поэтому к установке принимается ПКН – 50 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003 \text{ МПа}$ и верхнего предела $0,002 \div 0,06 \text{ МПа}$.

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot P_2$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot 0,0015$$

$$P_{\text{ниж}}^{\text{н}} = 0,00135 \text{ МПа}$$

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

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot P_2$$

$$P_{\text{верх}}^H = 1,2 \cdot 0,0015$$

$$P_{\text{верх}}^H = 0,0018 \text{ МПа.}$$

Ранее был подобран регулятор давления РДГ – 50Н с условным диаметром Ду50мм, поэтому к установке принимается ПКН(В)-50 с диапазоном настройки нижнего предела $0,0003 \div 0,003$ МПа и верхнего предела $0,002 \div 0,06$ МПа .

4.3.3 Выбор предохранительно-сбросного клапана

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

$$P_B = 1,15 \cdot P_2$$

$$P_B = 1,15 \cdot 0,0015$$

$$P_B = 0,0017 \text{ МПа.}$$

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

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНОЙ И РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ

5.1 Конструирование газопровода в котельной

В проекте предусмотрена отдельно стоящая котельная, которая работает на обеспечение нужд отопления, вентиляции, горячего водоснабжения магазина, пятиэтажных домов и собственных нужд. Котельная соединяется с потребителями при помощи [теплотрассы](#).

Согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [6], внутренние газопроводы выполняются из стальных водогазопроводных труб ГОСТ Р 3262–75*. Соединения труб неразъемные; резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Полиэтиленовая труба сменяется на стальную с помощью соединения «полиэтилен–сталь». На выходе из земли газопровод заключается в футляр для предотвращения его механического повреждения и выводится на высоту 2,4 м. На вертикальном участке газопровода устанавливается кран шаровой изолирующий.

Ввод газопровода производится в футляре, который предназначен для защиты газопровода от повреждений при деформации стены. Прокладка газопровода внутри котельной осуществляется открыто с креплением к несгораемым стенам при помощи кронштейнов на расстоянии 20см от поверхности стены, обеспечивающем возможность осмотра, ремонта газопровода и установленной на нем арматуры. На входе в котельную устанавливается отключающее устройство для остановки подачи газа в котельную в случае аварии, либо ремонта; газорегуляторная установка с основной и резервной линиями редуцирования для снижения давления газа до требуемого. Данная установка состоит из следующего оборудования: регулятора давления со встроенными предохранительным сбросным и запорным клапанами, двух фильтров газовых, запорной арматуры и КИПиА. После ГРУ устанавливается клапан термозапорный, газовый счетчики отключающие краны шаровые непосредственно перед газоиспользующим оборудованием.

Двери выполнены противопожарными и открывающимися наружу.

В котельной запроектирована естественная вентиляция из расчета: вытяжка – в объеме трехкратного воздухообмена и воздуха на горение в час, осуществляется посредством расположения воздухопровода над газоиспользующим оборудованием. Вытяжной воздух выводится из котельной по вентиляционному каналу наружу.

5.2 Подбор горелки для газового котла

Произведем подбор горелок для нашего котла.

КПД котла – по данным завода изготовителя 92 %.

Подберем горелки фирмы WIESHAUPT.

Определим минимальную и максимальную теоретически необходимую мощность горелки:

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

1) $600:0,95=632$ кВт

2) $397:0,95=418$ кВт

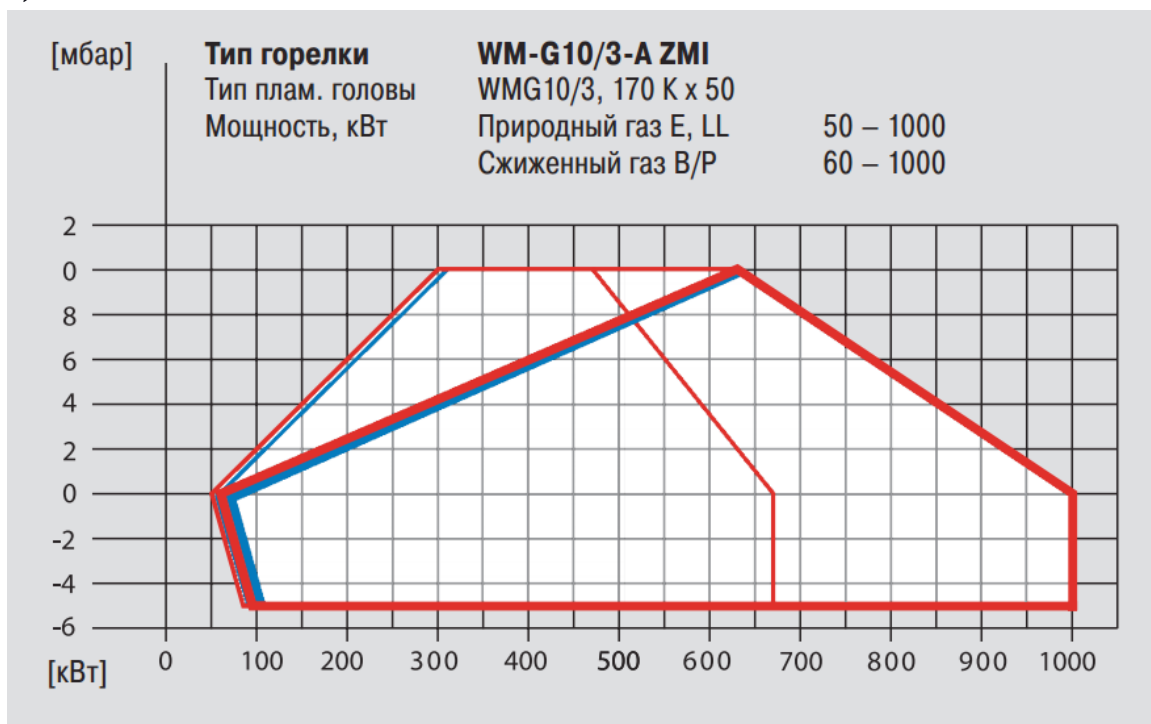


Рисунок 2 – Характеристики газовой горелки

Произведем подбор горелок, учитывая, что требуемые максимальные значения мощности должны располагаться в последней трети зоны рабочего поля.

Исходя из данных, наиболее предпочтительными оказались горелки WIESHAUPT WM-G10/3-A ZMI.

WM-G10/3, исп. ZMI

Мощн. горелки	Давление на газовом дросселе на полной нагрузке	Линия низкого давления (с FRS) (давление перед запорным краном в мбар $P_{стат} = 300$ мбар)						Линия высокого давления (с регулятором ВД) (давление перед двойным газовым клапаном в мбар)					
		Диаметр арматуры						Диаметр арматуры					
[кВт]	[мбар]	3/4"	1"	1 1/2"	2"	65	80	3/4"	1"	1 1/2"	2"	65	80
		Номинальный диаметр газового дросселя						Номинальный диаметр газового дросселя					
		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Природный газ E (N) $H_i = 10,35$ кВтч/м³, $d = 0,606$													
500	7	108	46	21	13	11	10	61	27	17	12	8	7
550	8	130	55	25	15	12	12	73	32	20	13	5	9
600	9	154	64	29	17	14	13	86	37	23	15	10	10
650	10	179	75	33	19	15	14	100	43	26	17	12	11
700	11	206	85	36	21	16	15	115	48	28	18	12	11
750	11	235	96	40	22	17	15	130	53	30	18	13	12
800	11	–	107	44	23	17	15	–	59	33	19	13	12
850	11	–	119	48	24	18	15	–	65	35	20	13	12
900	11	–	132	52	26	18	16	–	71	38	21	14	12
950	11	–	146	56	27	19	16	–	78	41	22	14	13
1000	11	–	160	61	29	20	17	–	85	44	23	14	13
Природный газ LL (N) $H_i = 8,83$ кВтч/м³, $d = 0,641$													
500	8	154	64	28	16	13	12	86	36	22	14	9	9
550	9	185	76	33	18	14	13	103	43	25	16	11	10
600	11	219	90	38	21	16	15	122	50	29	18	12	11
650	12	–	104	43	24	18	16	–	58	33	20	14	13
700	12	–	119	48	25	19	16	–	65	36	21	14	13
750	12	–	134	53	27	19	17	–	72	39	22	15	13
800	12	–	151	59	29	20	17	–	81	43	23	15	14
850	13	–	169	65	31	21	18	–	89	47	24	16	14
900	13	–	188	71	33	22	19	–	99	51	26	17	15
950	13	–	208	78	35	23	19	–	108	55	27	17	15
1000	13	–	229	85	38	24	20	–	119	60	29	18	16

Рисунок 3 – Характеристики газовой горелки

Давление газа на входе в горелку 1000 Па.

Мы располагаем газовым котлом Боркотломаш RS-D 600 с горелками WIESHAUPT WM-G10/3-A ZMI.

Запишем технические характеристики котла

Таблица 10 – Технические характеристики котла Боркотломаш RS-D 600

Наименование	Величина	Единица измерения
Теплопроизводительность	600	кВт
Расход воды через котел	21	м ³ /ч
Гидравлическое сопротивление	0,042	МПа
Аэродинамическое сопротивление	2,4	мм вод. Ст.
Температура дымовых газов на выходе из котла	110	°С
КПД котла	95	%

Котлы оборудуются автоматикой регулирования и автоматикой безопасности, которая обеспечивает прекращение подачи газа при погасании пламени горелки, понижении или повышении давления газа, отсутствия тяги и т.д. Для контроля над превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода и метана устанавливаются сигнализаторы загазованности.

Дымовые газы отводятся через проектируемые металлические газоходы от газового котла в дымовую трубу. Вентиляция котельной рассчитана на трехкратный воздухообмен.

Воздух в котел подается принудительно с помощью дутьевого вентилятора, который входит в комплект с горелкой.

5.3 Определение параметров воздуха и продуктов сгорания

5.3.1 Определение теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

Теоретический объем воздуха считается по формуле:

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

$$V_B = 0,0476(0,5 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0 + 1,5 \cdot 0 + (1 + \frac{4}{4}) \cdot 97,64 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 1,32 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 0,01 - 0) = 9,52 \frac{H M^3}{M^3}$$

Теоретический объем трехатомных газов:

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

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 (0 + 0 + 0 + (1 \cdot 97,64) + (2 \cdot 1,32) + (3 \cdot 0,01)) = 1,003 \frac{H M^3}{M^3}$$

Теоретический объем азота вычисляется по формуле:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V_e^0 + 0,01 \cdot N_2$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,52 + 0,01 \cdot 0,73 = 7,53 \frac{H M^3}{M^3}$$

Теоретический объем водяных паров вычисляется по формуле:

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

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

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 (0 + 0 + (2 \cdot 97,64) + (3 \cdot 1,32) + (4 \cdot 0,01) + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,52 = 2,158 \frac{H M^3}{M^3}$$

Теоретический объем дымовых газов:

$$V_r^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0$$

$$V_r^0 = 1,003 + 7,53 + 2,158 = 10,69 \frac{H M^3}{M^3}$$

5.3.2 Определение коэффициентов избытка воздуха в характерных сечениях котлового агрегата

Для расчета действительных объемов продуктов горения по газоходам агрегата прежде всего выбирают коэффициент избытка воздуха в верхней части α_m топки и присосы воздуха в отдельных поверхностях нагрева $\Delta \alpha$. Коэффициент избытка воздуха α_m должен обеспечить практически полное сгорание топлива, он выбирается в зависимости от типа топочного устройства и вида сжигаемого топлива (в нашем случае газ).

Для камерных топок, сжигающих природный газ $\alpha'_m = 1,05$;

Котел работает под наддувом, поэтому $\Delta \alpha_m = 0$, $\alpha'_m = \alpha''_m = 1,05$;

Для кипятильного пучка $\alpha'_{к.п.} = \alpha''_{к.п.} = 1,05$;

Присос воздуха для кипятильного пучка $\Delta \alpha_{к.п.} = 0,1$, $\alpha''_{к.п.} = 1,05 + 0,1 = 1,15$;

Для экономайзера $\alpha'_{эк} = \alpha''_{к.п.} = 1,15$;

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

В водогрейных котлах используются стальные экономайзеры. Для стальных экономайзеров $\Delta\alpha_{\text{эк}} = 0,08$;

На выходе из экономайзера $\alpha''_{\text{эк}} = \alpha'_{\text{эк}} + \Delta\alpha_{\text{эк}} = 1,15 + 0,08 = 1,23$

Коэффициенты избытка воздуха занесем в таблицу .

Таблица 11 – Коэффициенты избытка воздуха

Часть котла	α'	$\Delta\alpha$	α''	$\alpha_{\text{ср}}$
Топка	1,05	0	1,05	1,05
Кип. пучок	1,05	0,1	1,15	1,10
Экономайзер	1,15	0,08	1,23	1,19

При расчетах используем средние значения.

5.3.3 Определение действительных объёмов продуктов сгорания

Расчет ведется отдельно для каждого элемента котельного агрегата и выполняется в табличной форме.

Действительный объем водяных паров считается по формуле:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{\text{ср}} - 1)V_{\text{г}}^0$$

Действительный объем воздуха:

$$V_{\text{в}} = \frac{\alpha_{\text{ср}}(\alpha_{\text{ср}} - 1)V_{\text{г}}^0}{\alpha_{\text{ср}}}$$

Действительный объем продуктов сгорания:

$$V_2 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + V_{\text{в}}^0$$

Объемные доли сухих трехатомных газов:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2}$$

Действительный объем водяных паров принимается равным теоретическому.

$$V_{RO_2} = V_{RO_2}^0$$

Объемные доли водяных паров:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2}$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов считается по формуле:

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$$

В качестве примера рассчитаем действительные объемы продуктов сгорания газа для топки:

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161(1,05 - 1) = 2,16 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

$$V_e = (1,05 - 1) \cdot 9,52 = 0,476 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

$$V_z = 1,003 + 7,53 + 2,16 + 0,476 = 11,17 \frac{\text{нм}^3}{\text{м}^3}$$

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{1,003}{11,17} = 0,09$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{2,16}{11,17} = 0,19$$

Остальные расчеты выполняются аналогично. Результаты заносятся в таблицу.

Таблица 12 – Объемы продуктов сгорания и объемные доли трехатомных газов

Наименование Величины	Обозначение	Размерность	Элементы котельного агрегата		
			топка	пучок	эконом.
Коэффициент избытка воздуха на входе в элемент	α'	-	1,05	1,05	1,15
Присос воздуха по элементам	$\Delta\alpha$	-	0	0,1	0,08
Коэффициент избытка воздуха на выходе из элемента	α''	-	1,05	1,15	1,23
Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{\text{ср}}$	-	1,05	1,1	1,19
Действительный объем воздуха	$V(\text{воз})$	$\text{нм}^3/\text{м}^3$	0,476	0,952	1,808
Действительный объем водяных паров	$V(\text{H}_2\text{O})$	$\text{нм}^3/\text{м}^3$	2,165	2,173	2,187
Действительный объем продуктов сгорания	$V(\text{газ})$	$\text{нм}^3/\text{м}^3$	11,168	11,652	12,523
Объемные доли сухих трехатомных газов	$r(\text{RO}_2)$	-	0,089	0,085	0,0798
Объемная доля водяных паров	$r(\text{H}_2\text{O})$	-	0,193	0,186	0,174
Суммарная объемная доля трехатомных газов	$r(\text{H}_2\text{O})$	-	0,282	0,271	0,254

5.3.4 Расчёт дымовой трубы

Низшая теплота сгорания топлива – 35,77 МДж/м³.

$Q_{\phi}=632$ кВт, $Q_H=600$ кВт.

Расчет высоты дымовой трубы будем производить для рассеивания самого вредного вещества оксида азота NO_2 .

1. Количество NO_2 с уходящими газами определяется по формуле:

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

где β_1 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на концентрацию NO_2 , качество сжигаемого топлива, $\beta_1=1$;

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

r – степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого топлива;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелки, $\beta_3=1$;

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

$$k = \frac{2,5 Q_{\phi}}{20 + Q_H} \quad 3$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot \frac{2,5 \cdot 632}{20 + 600} \cdot 0,066 \cdot 0,254 \cdot 35770 (1 - 0) (1 - 0) \cdot 1 = 0,054 \text{ г/с}$$

Задаваясь скоростью находим дымовую трубу определяем диаметр устьев трубы по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 G}{\pi \cdot \rho \cdot w_0}}, \quad 3$$

После, D округляется до ближайшего большего кратного 50 мм значения.

По стандартному диаметру трубы D_{cm} , определим фактическую скорость на выходе:

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot \rho \cdot D_{cm}^2}$$

Плотность дымовых газов определяется по формуле:

$$\rho_{\text{дым.г.}} = \rho^{\text{н.ф.у.}} \cdot \frac{273}{273 + 160}$$

где $\rho^{\text{н.ф.у.}} = 1,26$ кг/м³.

$$\rho_{\text{дым.г.}} = 1,26 \cdot \frac{273}{273 + 160} = 0,79 \text{ кг/м}^3$$

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,254}{3,14 \cdot 0,79 \cdot 2}} = 0,458 \text{ м} \approx 0,5 \text{ м.}$$

$$w_{\phi} = \frac{4 \cdot 0,254}{3,14 \cdot 0,79 \cdot 0,25} = 1,63 \text{ м/с.}$$

Определим действительную высоту для трубы по формуле:

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

где A – коэффициент температурной стратификации атмосферы для данной местности. Для районов европейской части южнее 50° с.ш. $A=160$;

F – коэффициент, учитывающий оседание частиц в воздухе, $F=1$

m, n – безразмерные коэффициенты определяются по формулам:

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

$$H_1^{зад} \quad 3$$

δ

$$\delta \cdot 2 \Delta T$$

$$f = \frac{10^3 w_{\phi}^2 D_{cm}}{\delta}$$

где ΔT – разница температуры дымовых газов и наружного воздуха.

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 f^{0,5} + 0,34 f^{\frac{1}{3}}}, \text{ если } f \leq 100 \quad 3$$

$$n = 1, \text{ при } v_m > 2$$

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

где V_1 – действительный объем дымовых газов на выходе, $V_1 = V_2^{xg}$.

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

$$\text{если } v_m < 0,5, \text{ то } n = 4,4 v_m \quad 3$$

$$ПДК_{NO_2} = 0,04 \frac{мг}{м^3}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ не должна превышать 10 ПДК среднесуточных в обычных районах и 8 ПДК в санитарно защитной курортной зоне.

Искомую высоту дымовой трубы найдем графическим методом.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Задаемся высотой дымовой трубы $H_1^{зад} = 10 \text{ м}$.

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,63^2 \cdot 0,5}{10^2 \cdot 152} = 0,087, f \leq 100$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,087^{0,5} + 0,34 \cdot 0,087^{\frac{1}{3}}} = 1,17$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,25 \cdot 152}{10}} = 2,57$$

$$H_\delta = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 1 \cdot \frac{0,054}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,25 \cdot 152}}} = 8,66 \text{ м}$$

Повторим для $H_1^{зад} = 5 \text{ м}$.

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,63^2 \cdot 0,5}{5^2 \cdot 152} = 0,34, f \leq 100$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,34^{0,5} + 0,34 \cdot 0,34^{\frac{1}{3}}} = 0,97$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,25 \cdot 152}{5}} = 0,86$$

$$n = 0,532(0,86)^2 - 2,13 \cdot 0,86 + 3,13 = 5,35$$

$$H_\delta = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,97 \cdot 5,35 \cdot \frac{0,054}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{0,25 \cdot 152}}} = 18,26 \text{ м}$$

Построим эти точки в координатной плоскости и найдём действительную высоту трубы.

$$H_\delta = 9,6 \text{ м}$$

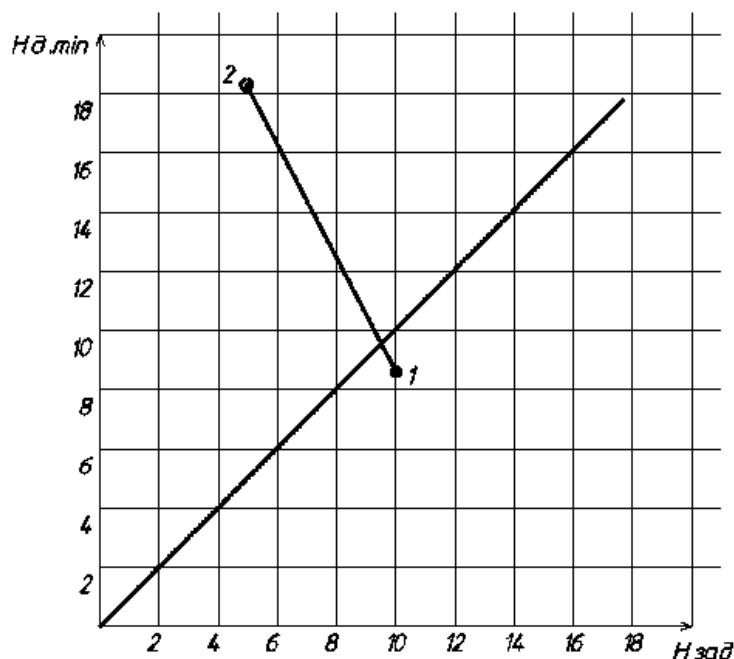


Рисунок 4 – Нахождение действительной высоты трубы.

Максимальная приземная концентрация вещества определяется по формуле:

$$C_{NO_2} = \frac{A M_{NO_2} F n m}{H_{иск}^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}$$

3

подставив значения, получим

$$f = \frac{10^3 \cdot 1,63^2 \cdot 0,5}{9,6^2 \cdot 152} = 0,09$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot 0,09^{0,5} + 0,34 \cdot 0,09^{\frac{1}{3}}} = 1,22$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{0,25 \cdot 152}{9,6}} = 1,03 \text{ м/с}$$

$$C_{NO_2} = \frac{200 \cdot 0,054 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,22}{9,6^2 \sqrt[3]{0,25 \cdot 152}} = 0,043 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3} \leq 0,085 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Данная труба удовлетворяет экологическим требованиям.

5.3.5 Охлаждение дымовых газов

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

3

$$\Delta \vartheta = \frac{B^I}{\sqrt{\frac{Q_{вк}}{1000}}}$$

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

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

$$\vartheta_{yx}^{II} = \vartheta_{yx}^I - H_{иск} \Delta t$$

3

$$\Delta \vartheta = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{1,086}{1000}}} = 1,1 \frac{^\circ\text{C}}{\text{м}}$$

$$\vartheta_{yx}^{II} = 160 - 9,6 \cdot 1,1 = 149,44 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Конденсат на стенках трубы не образуется.

5.3.6 Организация тяги

Величина самотяги, создаваемой дымовой трубой определяется по формуле:

$$h_c = (\rho_v - \rho_{дг}) g H_{иск}$$

3

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$\rho = \frac{353}{273 + t_g}$$

$$\rho_g = \frac{353}{273 + 8} = 1,26 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$h_c = (1,26 - 0,79) \cdot 9,8 \cdot 9,6 = 44,22 \text{ Па}$$

Потери давления на трение в котельном агрегате и дымовой трубе определяется по формуле:

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мест}} \quad 3$$

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{\lambda H_{\text{иск}} w_{\phi}^2 \rho_{\text{дг}}^{\text{нУ}}}{2 D_{\text{см}}} \quad 3$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_{\text{э}}}{D_{\text{см}}} + \frac{68 v}{w_{\phi} D_{\text{см}}} \right)^{0,25} \quad 3$$

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{\sum \xi w_{\phi}^2 \rho_{\text{дг}}^{\text{нУ}}}{2} \quad 3$$

Коэффициент сопротивления котла $\sum \xi = 4,3$.

$$\Delta h_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 9,6 \cdot 1,03 \cdot 1,03 \cdot 0,79}{2 \cdot 0,5} = 0,16 \text{ Па}$$

$$\Delta h_{\text{мест}} = \frac{1,8 \cdot 1,03 \cdot 1,03 \cdot 0,79}{2} = 0,75 \text{ Па}$$

$$\Delta h = 0,16 + 0,75 = 0,91 \text{ Па}$$

$$h_c \geq \Delta h, \quad 44,22 \geq 0,91$$

Следовательно, дымосос не нужен.

5.4 Конструирование системы газоснабжения котельной

В данной ВКР предусмотрена отдельно стоящая котельная для обеспечения нужд 7 пятиэтажных домов и магазина.

В ходе теплотехнического расчета была выявлена потребность в теплоте в размере 1232 кВт в зимний период и 396,5 кВт в летний. По требуемой теплопроизводительности принимаются три водогрейных котла Боркотломаш RS-D 600, расчет рассмотрен в предыдущих пунктах.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

От каждого котла дымовые газы отводятся в отдельную дымовую трубу. Предусмотрен контроль разрежения у основания дымовой трубы с выводом сигнала на автоматику котла. При нарушении работы дымовой трубы подача газа на горелку котла прекращается автоматически.

Вентиляция котельной обеспечивает трехкратный воздухообмен и подачу воздуха на горение.

Газоиспользующее оборудование укомплектовано автоматикой, которая отключает подачу газа при:

- Недопустимом отклонении давления газа от заданного значения;
- Погасании пламени горелок;
- Понижения давления воздуха;
- При появлении в помещении признаков пожара;
- При превышении допустимого максимального значения расхода газа;

На газопроводах котельной предусмотрены продувочные трубопроводы, они обеспечивают удаление воздуха из газопровода перед пуском котла. Также они вытесняют воздухом газ при ремонте.

Продувочные газопроводы выводятся более чем на 1 м выше карниза здания для обеспечения безопасного рассеивания воздуха. Для исключения попадания осадков на его конце монтируется защитный зонт.

Технологическая схема, а также компоновка должны обеспечивать оптимальную механизацию и автоматизацию технологических процессов, оптимальных условий для ремонтных работ, безопасное и удобное оборудование.

Расстояние от выступающих газовых частей газовых горелок или арматуры до стен должно быть не менее 1 м по горизонтали.

Помещения по выработке тепла оборудуются шумопоглощающими устройствами, постоянно действующей механической вентиляцией, системами по контролю загазованности и пожарной сигнализации, с выводом сигнала опасности на диспетчерский пульт.

Комплектация оборудования включает следующие элементы:

- Котлы и горелки. Котел отличается высоким КПД, малыми габаритами, весом, низкими параметрами выбросом CO₂.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

- Насосы, которые обеспечивают прокачку системы отопления, а также включает подпиточные и циркуляционные насосы.
- Различное тепломеханическое оборудование – емкостные водонагреватели, расширительные баки. Также включает системы водоподготовки.

Ввод газопровода в котельной осуществляется с помощью футляра через стену котельной, который защищает газопровод от механических повреждений.

Надземные газопроводы выполняются стальными, трубы соединены неразъемными сварными швами. Разъемные соединения – только в местах присоединения запорной арматуры, а также различных газовых приборов.

Клапан, которые регулирует расход газа, предусмотрен с дистанционным и ручным управлением.

Горелка состоит из воздушного, газоподающего и огневого узлов, механизма регулирования пропорции смешения топлива с окислителем и электрооборудования.

Перед горелкой и после нее предусмотрены запорные устройства с электроприводом. Между этими устройствами предусмотрен продувочный газопровод, на котором также располагается запорное устройство.

На газопроводе внутри котельной расположен штуцер для отбора пробы газа.

Система автоматического управления котельных установок обеспечивает изменение производительности при заданных температуре воды и давлении, также предназначена для повышения безопасности и надежности работы котла. Переключение режимов работы производится автоматически при изменении температуры теплоносителя или давления топлива.

Работа котельных установок должна быть надежной, безопасной для персонала и экономичной. Для выполнения этих и других требований котельные установки эксплуатируются в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации.

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

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

Следует предусматривать мероприятия по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации, мероприятия по охране окружающей среды, защиту от замерзания трубопроводов и арматуры.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Котельная работает в автоматическом режиме (без присутствия обслуживающего персонала).

5.5 Методика гидравлического расчета газопровода котельной

1. Определяются фактические длины участков L , м, расчетные длины участков L_p и общая расчетная длина основного направления $\sum L_p$, м. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме. Расчетные длины определяют по формуле:

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

где α — процентная надбавка, определяемая по [7].

2. Определяются средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum L_p}$$

где ΔP - располагаемый перепад давления для основного направления, для газопровода в котельной берется равный 50 Па.

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

Диаметры внутридомовых газопроводов, найденные расчетом и выбранные по ГОСТам с учетом ограниченного сортамента по условному проходу должны быть не менее диаметра наибольшего присоединительного штуцера газовых приборов.

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

$$H_r = \pm Zg(1,293 - \rho^r_0)$$

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

1,293 и ρ^r_0 - соответственно плотность воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³.

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

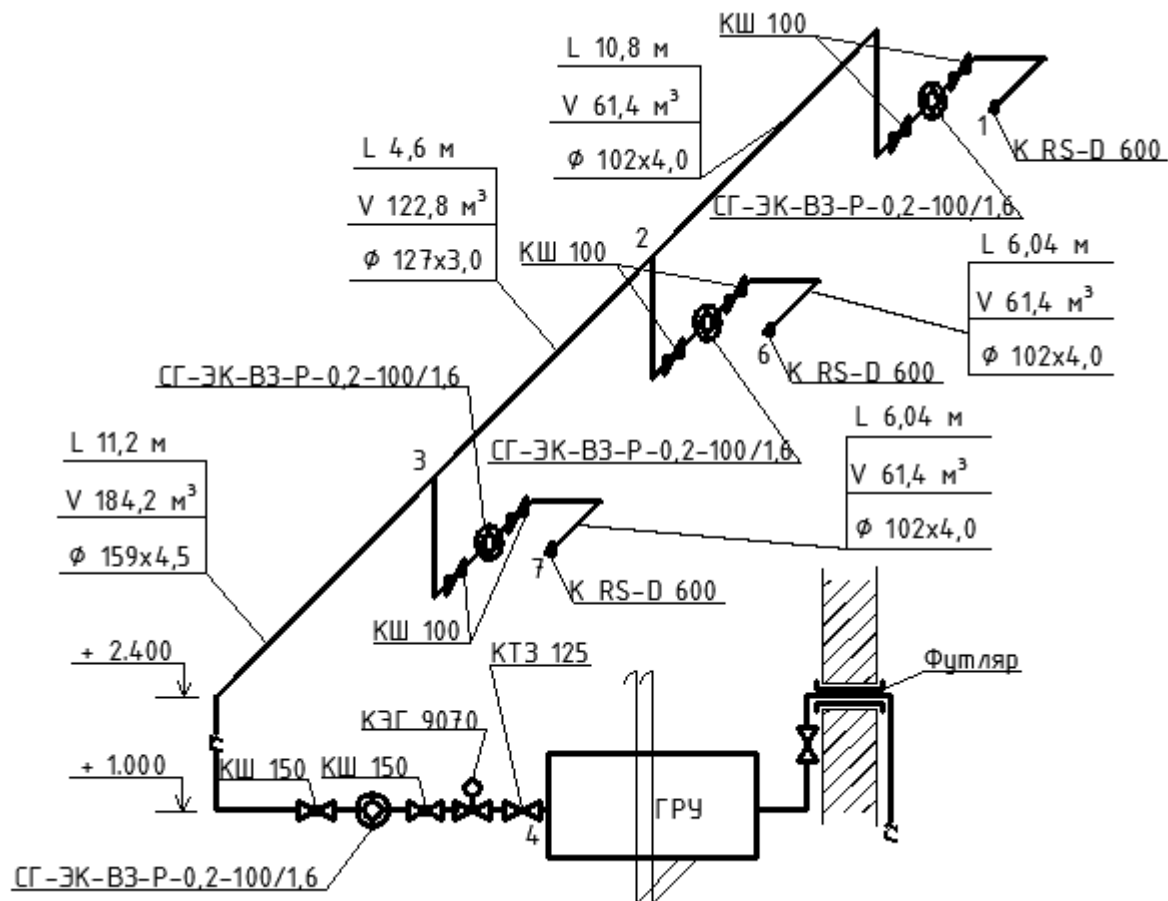
5. Сопротивление участков определяется с учетом гидростатического давления и общих действительных потерь давления по основному направлению по формуле:

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

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

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

Действительные потери давления по основному направлению не должны



превышать располагаемого (расчетного) перепада давления для домовой сети.

6. Расчет ответвления проводится аналогичным образом. Затем рассчитывается неувязка в местах соединения ответвления и основного направления. Неувязка не должна превышать 10 %.

Все результаты заносятся в таблицу 13.

Рисунок 5 – Расчетная схема котельной

Таблица 13 – Гидравлический расчет газопровода низкого давления в котельной

№ уч.	V, м ³	L, м	α, %	L _p , м	д _p , мм	h _д , Па/м	h _{дL_p} , Па	H _г , Па	h _{дL_p} + -H _г , Па
Расчет основного направления 4-3-2-1									
h _{ср} =50/78,36=0,74 Па/м									
4-3	184,2	11,2	20	13,44	159x4,5	0,8	10,752	9,89	20,64
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Комплекс для измерения расхода газа СГ-ЭК-ВЗ-Р-0,2-100/1,6 на базе ротационного счетчика RVG 65							120		
Термозапорный клапан КТЗ-125							25		
Кран шаровый, 2 шт.							10		
Электромагнитный клапан КЭГ-9070 Ду 100							30		
Итого							205,64		
3-2	122,8	4,6	20	5,52	127x3,0	0,8	4,416	0,00	4,42
2-1	61,4	10,8	450	59,4	102x4,0	0,8	47,52	9,89	57,41
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Комплекс для измерения расхода газа СГ-ЭК-ВЗ-Р-0,2-100/1,6 на базе ротационного счетчика RVG 65							100		
Кран шаровый, 2 шт.							10		
Итого							167,41		
Итого на направлении							377,47		
Расчет ответвления 6-2									
h _{ср} =167,41/33,22= 5,64 Па									
6-2	61,4	6,04	450	33,22	102x4,0	1	33,22	9,89	43,11
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Комплекс для измерения расхода газа СГ-ЭК-ВЗ-Р-0,2-100/1,6 на базе ротационного счетчика RVG 65							100		
Кран шаровый, 2 шт.							10		
Итого							153,11		
Неувязка									
N=(167,41-153,11/167,41)*100%=7,5 % ≤ 10%									
Расчет ответвления 7-3									
h _{ср} =171,83/33,22= 5,77 Па									
7-3	109,6	6,04	450	33,22	102x4,0	1	33,22	9,89	43,11

Местное сопротивление на участке	Потери давления, Па
Комплекс для измерения расхода газа СГ-ЭК-ВЗ-Р-0,2-100/1,6 на базе ротационного счетчика RVG 65	100
Кран шаровый, 2 шт.	10
Итого	153,11
Неувязка	
$H=(171,83-153,11/171,83)*100\%=9,8\% \leq 10\%$	

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ В ЧАСТНОМ ДОМЕ

6.1 Конструирование внутридомового газопровода

Согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», внутридомовые газопроводы выполняются из стальных водогазопроводных труб. Глубина заложения дворового газопровода должна быть на глубине 1,5 м от поверхности земли до верха трубы. Газопровод под землей подходит к газифицируемому жилому зданию и на выходе из земли заключается в футляр (для предотвращения механических повреждений). Согласно рекомендациям книги Г.П. Коминой «Гидравлический расчёт и проектирование газопроводов» перед вводом газопровода в здание необходимо установить кран шаровой изолирующий.

В данном дипломном проекте запроектирован, одноэтажный жилой дом. Высота кухни составляет 3 м, в ней имеется форточки и каналы естественной вытяжной вентиляции. Удаление дымовых газов от котла и водонагревателя осуществляется стальными дымоходами, вредные соединения, содержащиеся, в продуктах сгорания рассеиваются в атмосферном воздухе.

В дом газ поступает из дворовой сети с давлением до 2,5 кПа. Разводящий газопровод прокладывается открыто по верху стен первого этажа. Газопровод в дом вводят через генераторную, т. е. непосредственно в место расположения газоиспользующего оборудования.

Внутри дома газопроводы необходимо прокладывать параллельно стенам и потолку. Необходимо предусматривать дополнительные меры по защите стальных труб от коррозии, обеспечить вентиляцию каналов и доступ к газопроводу в процессе эксплуатации.

При креплении газопроводов к стенам необходимо

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

соблюдать расстояния, обеспечивающие возможность осмотра и ремонта газопроводов и установленной на них запорной арматуры.

Внутренние газопроводы данного жилого здания выполняются из стальных труб. Соединения труб должны быть неразъемными; резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов. В местах пересечения строительных конструкций здания газопроводы прокладывают в футлярах.

Газоиспользующее оборудование устанавливается так, чтобы обеспечить удобное пользование им и свободный подход не менее чем с двух сторон.

Диаметр подводки к газовой плите равен 15 мм. Диаметр подводки к котлу и водонагревателю – 20 мм.

В местах пересечения строительных конструкций здания газопровод прокладывается в футляре.

В частном доме будет установлен напольный газовый двухконтурный котел с закрытой камерой сгорания, фирмы Лемакс Премиум–10 с паспортной мощностью 10 кВт.

Для приготовления пищи используется газовая плита DARINA F KM 341 304 W с мощностью 8 кВт.

Для системы ГВС выберем накопительный водонагреватель Ariston S/SGA 50 с паспортной мощностью 2,9 кВт.

Характеристики данных приборов занесены в Приложение А.

6.2 Методика гидравлического расчета газопровода низкого давления в частном доме

1. Определяются фактические длины участков L , м, расчетные длины участков L_p и общая расчетная длина основного направления $\sum L_p$, м. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме. Расчетные длины определяют по формуле:

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

где α — процентная надбавка, определяемая по [5].

2. Определяются средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum Lp}$$

где ΔP - располагаемый перепад давления для основного направления, внутридомового газопровода равный 50 Па.

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

Диаметры внутридомовых газопроводов, найденные расчетом и выбранные по ГОСТам с учетом ограниченного сортамента по условному проходу должны быть не менее диаметра наибольшего присоединительного штуцера газовых приборов.

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

$$H_f = \pm Zg(1,293 - \rho^g_0)$$

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

1,293 и ρ^g_0 - соответственно плотность воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³.

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

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

$$\Delta P_d = \sum [h_d L_p \pm (\pm H_f)]$$

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

Действительные потери давления по основному направлению не должны превышать располагаемого (расчетного) перепада давления для домовой сети.

6. Расчет ответвления проводится аналогичным образом. Затем рассчитывается неувязка в местах соединения ответвления и основного направления. Неувязка не должна превышать 10 %.

Все результаты заносятся в таблицу 14.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

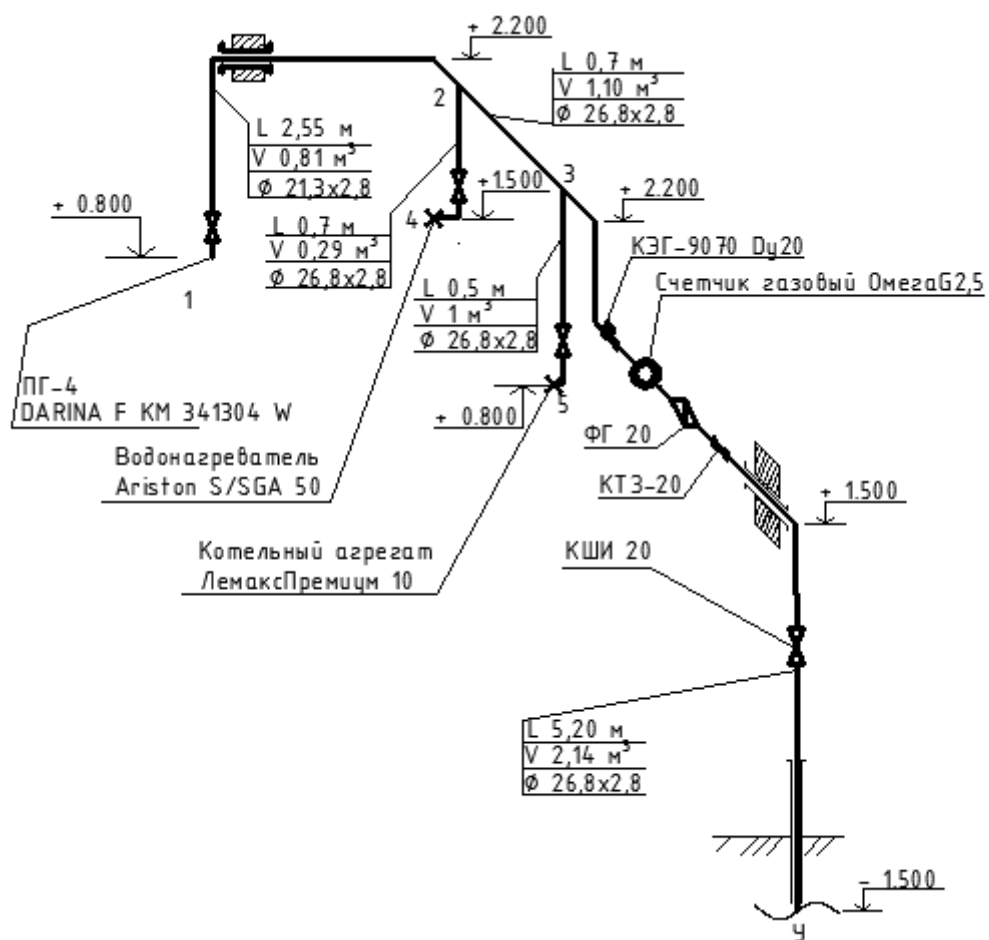


Рисунок 6 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР

Таблица 14 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	V, м³	L, м	a, %	Lp, м	Dp, мм	hd, Па/м	hdLp, Па	Hг, Па	hdLp+- Hг, Па
Расчет основного направления 1-2-3-У									
$h_{ср}=50/38,68=1,29$ Па/м									
1-2	0,81	2,55	450	14,025	15	2	28,05	8,14	36,19
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Кран шаровый КШ 15							5		
Итого							41,19		
2-3	1,1	0,7	450	3,85	20	0,8	3,08	0	3,08
3-У	2,14	5,2	300	20,8	20	3	62,4	17,45	44,95
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Электромагнитный клапан КЭГ-9070 Ду 20							20		
Счетчик газовый Омега G 2,5							230		
Фильтр газовый ФГ-20							160		
Термозапорный клапан КТЗ-20							20		
Кран шаровый изолирующий КШИ-20							5		
Итого							479,95		
Итого на направлении								524,22	
Расчет ответвления 4-2									
$h_{ср}=41,19/4,4= 9,36$ Па									
4-2	0,29	0,4	450	2,2	20	0,7	1,54	4,07	5,61
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Кран шаровый КШ 20							5		
Итого							10,61		
Неувязка									
$H=(41,19-8,87/41,19)*100\%=78\%$ требуется установка местного сопротивления									
Расчет ответвления 5-3									
$h_{ср}=44,95/4,4= 10,15$ Па									
5-3	1	0,5	450	2,75	20	0,8	2,2	8,14	10,34
Местное сопротивление на участке							Потери давления, Па		
Кран шаровый КШ 20							5		
Итого							15,34		
Неувязка									
$H=(44,95-15,34/44,95)*100\%=65\%$ требуется установка местного сопротивления									

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ В ПЯТИЭТАЖНОМ ДОМЕ

7.1 Конструирование внутридомового газопровода

Согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», внутридомовые газопроводы выполняются из стальных водогазопроводных труб. Глубина заложения дворового газопровода должна быть на глубине 1,5 м от поверхности земли до верха трубы. Газопровод под землей подходит к газифицируемому жилому зданию и на выходе из земли заключается в футляр (для предотвращения механических повреждений). Согласно рекомендациям книги Г.П. Коминой «Гидравлический расчёт и проектирование газопроводов» перед вводом газопровода в здание необходимо установить кран шаровой изолирующий.

В данной дипломной работе рассматривается пятиэтажный жилой дом, в котором 80 квартир. Высота кухонь составляет 2,7 м. Вентиляционные каналы прокладываются во внутренних стенах кухонь. На кухнях установлена газовая плита ПГ-4 DARINA F KM 341 304 W с расходом 0,81 м³/ч.

Внутридомовой газопровод питается от дворовой сети низкого давления. Газопровод прокладывается по фасаду дома между окнами первого и второго этажа на расстоянии 3,8 м от уровня земли. Открытая прокладка газопровода предусматривается на несгораемых опорах, креплениях к конструкции здания. Ввод газопровода в дом производится через кухни первого этажа параллельно стенам и потолку в места расположения газоиспользующего оборудования. В квартиры на последующие этажи газ поднимается по стоякам так же параллельно стенам и потолку. Газопровод заключается в футляр, при пересечении стен здания.

При креплении газопроводов к стенам соблюдены расстояния, обеспечивающие возможность осмотра, ремонта газопровода и установленной на них запорной арматуры. В местах входа и выхода из полов следует заключать в футляр, выходящий не менее чем на 5 см из пола и заанкерванный в конструкцию пола. Для присоединения газовых приборов, допускается предусматривать резиновые и резинотканевые рукава. Соединение труб следует предусматривать на сварке. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается предусматривать только в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, КИП, регуляторов давления и другого оборудования. Газоиспользующее оборудование устанавливается так, чтобы обеспечить удобное пользование ими и свободный подход не менее чем с двух сторон.

Расчетная схема внутридомового газопровода представлена на листе формата А3 Приложения В.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

7.2 Определение расходов газа в пятиэтажном жилом многоквартирном доме

Расчет производится в следующем порядке:

1. Чертится аксонометрическая схема внутридомового газопровода, нумеруются участки, проставляются газовые приборы.
2. Определяются расчетные расходы газа на участках сети по номинальной теплопроизводительности газопотребляющего прибора по формуле:

$$V = K_{om} \cdot m \cdot \frac{q_{п-4}}{Q_{нр}},$$

Где K_{om} – коэффициент одновременности для m плит ПГ-4;

$q_{п-4}$ – номинальная теплопроизводительность плиты, кВт.

$Q_{нр}$ – низшая рабочая теплота сгорания газа, МДж.

Для расчета необходимо перевести кВт в МДж.

Результаты заносятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Определение расходов газа для пятиэтажного многоквартирного дома.

№	Количество приборов	Коэффициент	Расход газа, м ³ /ч
Расчет основного направления 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-У			

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

1-2	1	1	0,81
2-3	1	1	0,81
3-4	2	0,65	1,08
4-5	3	0,45	1,12
5-6	4	0,35	1,16
6-7	5	0,29	1,20
7-8	10	0,254	2,11
8-9	15	0,24	2,99
9-10	20	0,235	3,90
10-11	25	0,233	4,84
11-12	30	0,231	5,75
12-13	35	0,229	6,65
13-14	40	0,227	7,54
14-У	80	0,214	14,21
Расчет ответвления 15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-14-У			
15-16	1	1	0,81
16-17	1	1	0,81
17-18	2	0,65	1,08
18-19	3	0,45	1,12
19-20	4	0,35	1,16
20-21	5	0,29	1,20
21-22	10	0,254	2,11
22-23	15	0,24	2,99
23-24	20	0,235	3,90
24-25	25	0,233	4,84
25-26	30	0,231	5,75
26-27	35	0,229	6,65
27-14	40	0,227	7,54

7.3 Гидравлический расчет внутридомовой сети в частном доме

1. Определяются фактические длины участков L , м, расчетные длины участков L_p и общая расчетная длина основного направления $\sum L_p$, м. Фактическая длина участка определяется по плану здания и расчетной схеме. Расчетные длины определяют по формуле:

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

где α — процентная надбавка, определяемая по СП 42-101-2003.

2. Определяются средние удельные потери давления для основного направления по формуле:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum L_p}$$

где ΔP - располагаемый перепад давления для основного направления, внутридомового газопровода равный 300 Па.

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

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

$$H_r = \pm Zg(1,293 - \rho^r_0)$$

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

1,293 и ρ^r_0 - соответственно плотность воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³.

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

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

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

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

Действительные потери давления по основному направлению не должны превышать располагаемого (расчетного) перепада давления для домовой сети.

6. Расчет ответвления проводится аналогичным образом. Затем рассчитывается неувязка в местах соединения ответвления и основного направления. Неувязка не должна превышать 10 %.

Все результаты заносятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Гидравлический расчет сети низкого давления в пятиэтажном доме

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

№ уч.	v, м³	L, м	α, %	Lp, м	dp, мм	hd, Па/м	hdLp, Па	Hг, Па	hdLp+- Hг, Па
Расчет основного направления 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-У									
hcp=350/145,64=2,4 Па									
1-2	0,81	1	450	5,50	15	1,6	8,8	5,82	14,62
2-3	0,81	1,4	450	7,70	15	1,6	12,32	8,14	4,18
3-4	1,08	2,7	20	3,24	15	2	6,48	15,71	-9,23
4-5	1,12	2,7	20	3,24	15	2,1	6,804	15,71	-8,90
5-6	1,16	2,7	20	3,24	15	2,2	7,128	15,71	-8,58
6-7	1,20	15,6	20	18,72	15	2,4	44,928	0,00	44,93
7-8	2,11	6,7	25	8,38	20	1,4	11,725	0,00	11,73
8-9	2,99	15,6	25	19,50	20	4	78	0,00	78,00
9-10	3,90	6,7	25	8,38	25	2	16,75	0,00	16,75
10-11	4,84	15,6	25	19,50	30	1,5	29,25	0,00	29,25
11-12	5,75	6,7	25	8,38	30	2	16,75	0,00	16,75
12-13	6,65	15,6	25	19,50	30	2,5	48,75	0,00	48,75
13-14	7,54	11,3	25	14,13	35	2	28,25	0,00	28,25
14-У	14,2 1	5	25	6,25	40	3	18,75	23,27	-4,52
			Σ	145,6 4				Σ	261,97
Расчет ответвления 15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-14									
hcp=266,49/130,83=2 Па									
15-16	0,81	1	450	5,50	15	1,6	8,8	5,82	14,62
16-17	0,81	1,4	450	7,70	15	1,6	12,32	8,14	4,18
17-18	1,08	2,7	20	3,24	15	2	6,48	15,71	-9,23
18-19	1,12	2,7	20	3,24	15	2,1	6,804	15,71	-8,90
19-20	1,16	2,7	20	3,24	15	2,2	7,128	15,71	-8,58
20-21	1,20	19,3	20	23,16	15	2,4	55,584	0,00	55,58
21-22	2,11	0,6	25	0,75	20	1,4	1,05	0,00	1,05
22-23	2,99	16,7	25	20,88	20	4	83,5	0,00	83,50
23-24	3,90	5,4	25	6,75	25	2	13,5	0,00	13,50
24-25	4,84	19,3	25	24,13	30	1,5	36,1875	0,00	36,19
25-26	5,75	0,6	25	0,75	30	2	1,5	0,00	1,50
26-27	6,65	16,7	25	20,88	30	2,5	52,1875	0,00	52,19
27-14	7,54	8,5	25	10,63	35	2	21,25	0,00	21,25

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						69

14									
			Σ	130,8 3				Σ	256,84
Неуязка отвлечения Н=266,49-256,84/266,49·100%=3,7 %									

8 ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА

Методика расчета продольного профиля газопровода принята по [10].

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

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

На продольном профиле газопровода указываются:

1. Поверхность земли;
2. Уровень грунтовых вод;
3. Пересекаемые газопроводами автомобильные дороги, кюветы, другие подземные и надземные сооружения, влияющие на прокладку проектируемых газопроводов коммуникации с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;

4. Колодцы, эстакады, отдельно стоящие опоры и другие сооружения и конструкции газопроводов в виде упрощенных контурных очертаний наружных габаритов – 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;

Отметки дна траншеи под газопровод проставляют в характерных точках.

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

Оптимальная глубина заложения определяется по формуле

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

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

При проектировании профиля трассы газопровода следует стремиться к тому, чтобы глубина заложения газопровода была близка к оптимальной. В

									Лист
									69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР				

соответствии с профилем местности вся трасса разбивается на участки, имеющие свой уклон дна траншеи.

В конечных точках этих участков задается оптимальная глубина заложения газопровода.

Отметки дна траншеи в этих точках определяются по формулам

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

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

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

Уклоны дна траншеи по участкам определяются по формуле

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

где l – длина рассматриваемого участка, м.

Отметка верха трубы находится по следующей формуле

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

Глубина заложения газопровода в промежуточных точках определяется следующим образом:

а) отметка дна траншеи в промежуточных точках по формуле

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

б) глубина заложения по формуле

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

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 (8.1):

$$H_0 = 1,4 + 0,09 = 1,49 \text{ м.}$$

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

$$z_{д.тр.н} = 253,05 - 1,49 = 252,55 \text{ м.}$$

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

$$z_{д.тр.к} = 257,85 - 1,59 = 256,48 \text{ м.}$$

Уклон дна траншеи на участке по формуле (8.4):

$$j = \frac{254,49 - 252,55}{44} \cdot 1000 = 13,2.$$

Отметка верха трубы по формуле (8.5):

$$z_{з.в.тр} = 252,55 + 0,09 = 252,64 \text{ м.}$$

9 АВТОМАТИЗАЦИЯ

В данной дипломной работе запроектирована система автоматизации, которая функционирует автономно, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Объектом автоматизации является ГРП.

ГРП предназначено для понижения давления природного газа и подачи его из газовой сети среднего давления в газовую сеть низкого давления. ГРП представляет собой сооружение с технологическим помещением, содержащим систему газопроводов, оснащенных запорной, редуцирующей и предохранительной арматурой. В вспомогательном помещении располагается электрооборудование.

Для снятия и регистрации показаний используется система телеметрического контроля «Аксон». На щите имеется возможность установить и отрегулировать основные параметры ГРП, также отображается состояние отдельных элементов: давление до и после ГРП, выход давления за границы заданного диапазона, загрязнение фильтров, расход газа.

Структура и состав системы автоматизации контроля ГРП газовой сети:

ГРП поселка Спутник контролируется с одного персонального компьютера, на котором установлено специализированное программное обеспечение, а также со шкафа связи, содержащего контроллер I7188 (ICP DAS) и терминалы сотовой связи Siemens MC-36i.

Система автоматизации контроля ГРП состоит из секторов, каждый из которых включает пункт приема информации (ППИ) и группу объектов контроля.

Обмен информации между ППИ и ГРП производится передачей данных по GSM каналу. Специализированное программное обеспечение ППИ: OPC-сервер KEPServerEX и рабочий проект, разработанный и выполняющийся в среде Master SCADA. Обмен информацией между нижним и верхним уровнями производится по протоколу Modbus RTU.

Оперативные функции:

- Регистрация входного и выходного давления газа
- Контроль состояния загрязнения фильтров
- Понижение давления
- Регистрация расхода

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

- Сброс давления

На компьютерном терминале АДС отображается:

- Значение давления газа на входе и выходе из ГРП
- Состояние предохранительно-запорных устройств
- Уровень концентрации газа в технологическом помещении (норма/авария)
- Температура воздуха в технологическом и вспомогательном помещении ГРП
- Наличие питания 220 В

Автоматический контроль:

- давления на входе и выходе из ГРУ осуществляется датчиком давления с электрическим выходным сигналом ЭКМ-1У;
- расхода газа –счетчиком газа RVGG16;
- за степенью загрязнения фильтра осуществляется с помощью датчиков давления ЭКМ-1У;
- во время замены регулятора давления РДГН-50Ду50, чистки фильтра ФГ-50, либо при возникновении аварийных ситуаций газ в ГРП проходит по резервной линии, тогда контроль давления осуществляется датчиками давления ЭКМ-1У, которые расположены на ней;
- 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 «Кенарь»передает сигнал на щит и электромагнитный клапан перекрывает подачу газа.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было произведено проектирование сети газоснабжения низкого давления, которая снабжает жилые частные и многоквартирные дома поселка Спутник и сети среднего давления, снабжающую котельную.

В ходе выполнения работы:

1. Запроектировали сеть газоснабжения среднего и низкого давления
2. Запроектировали газоснабжение жилого индивидуального дома, многоподъездного дома и котельной
3. Произвели подбор газоиспользующего оборудования для жилого дома и котельной, оборудования в ГРП и ГРУ

Конечным результатом газоснабжения поселка Спутник Чебаркульского района:

- улучшение бытовых условий населения;
- использование дешевого газообразного топлива в котельной;
- значительное улучшение экологической обстановки в поселке, так как природный газ при сгорании практически не выделяет в атмосферу вредных выбросов.

Методы, описанные в данной работе, могут быть использованы для расчёта газопроводов других населённых пунктов. Современная строительная индустрия стремится к унификации и стандартизации, таким образом, многие части проектов могут быть повторно реализованы при проектировании другого объекта.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением N 2)/ Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2013. – 58 с.
2. ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях/ Минстрой России. – М.: Стандартинформ, 2013 – 8 с.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети – М.: МЭИ, 2001 – 472 с
4. СП 30.13330.2012 Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*/Минстрой России. – М.: Минрегион России, 2012 – 170 с.
5. Палей Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ – Санкт-Петербург: Газовый клуб, 2006, 166 с.
6. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N1,2)/ М.: Госстрой, 2014. –89 с.
7. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2008. – 172 с.
8. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. - Л.: Недра, 1990. - 762 с.
9. СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76/ М.: Минрегион России, 2012
10. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: Учебное пособие/ Комина Г.П., Прошутинский А.О.; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.
11. Ионин А.А. Газоснабжение / А.А. Ионин.- М:Стройиздат, 1989.- 439 с.
12. ГОСТ 21.610-85 СПДС. «Газоснабжение. Наружные газопроводы» / Госстрой СССР. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 6 с.
13. Скафтымов, Н.А. Основы газоснабжения / Н.А. Скафтымов. – Л.: Недра, 1975. – 343 с.
14. СТО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ 1.2-2009 Графическое отображение объектов газораспределительных сетей и смежных коммуникаций. / Санкт-Петербург. ОАО «Газпромрегионгаз», 2009. -22 с.

Лист

13.03.01.2018.22.259 ПЗ ВКР

Изм. Лист № ДОКУМ. Подпись Дата

15. ГОСТ 21.610-85* Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи. / Госстрой России. - М.: 1998 - 9 с.

16. ГОСТ 21.609-83* Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи. / Госстрой России. — М.: 1998-13 с.

17. Голик В.Г. Газоснабжение населенного пункта: Учебное пособие. - Саратов, 1995. - 68с.

18. Фалеев Ю.П., Клоков А.А., Марухин А.И. Системы газоснабжения. Материал, трубы и арматура, применяемые при строительстве систем газоснабжения. Подбор оборудования ГРП (ШРП) и ГРУ. Учебное пособие для специалистов, занятых проектированием газоснабжения. - Нижний Новгород: НГАСУ, 1993. - 100с.

19. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003/ М.: Минрегион России, 2012.

20. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003/ М.: Минрегион России, 2012.

21. ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях/М.: Стандартиформ, 2013.

22. ГОСТ Р 50838-2009 (ИСО 4437:2007) Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия/ М.: Стандартиформ, 2010.

23. ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6)/ М.: Стандартиформ, 2007

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические характеристики оборудования котельной и топочных

Технические характеристики / Габаритные размеры

	SUPER SGA			SUPER SGA		
	50	80	100	50	80	100
Мощность	12	24	36	12	24	36
Максимальная температура теплоносителя	110	110	110	110	110	110
Максимальная температура теплоносителя при 100% КПД	100	100	100	100	100	100
Максимальная температура теплоносителя при 90% КПД	90	90	90	90	90	90
Температура теплоносителя	50	50	50	50	50	50
Средняя температура теплоносителя	50	50	50	50	50	50
Максимальная температура теплоносителя при 100% КПД	100	100	100	100	100	100
Максимальная температура теплоносителя при 90% КПД	90	90	90	90	90	90
Температура теплоносителя	50	50	50	50	50	50
Температура	50	50	50	50	50	50

КОДЫ КОМПЛЕКТОВ ПЕРЕХОДА НА СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ
 Модель котла: 1070 1071 1072
 Модель котла: 1070 1071 1072

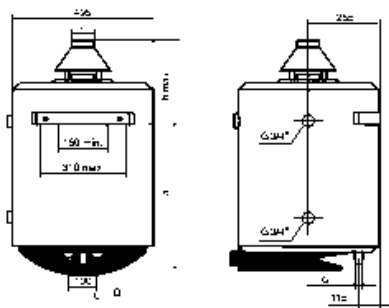
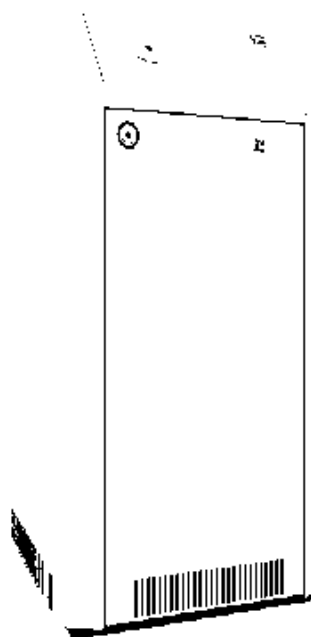


Рисунок А1 – Технические характеристики и габаритные размеры водонагревателя Ariston S/SGA 50 R

**СТАЛЬНОЙ ГАЗОВЫЙ КОТЕЛ «ЛЕМАКС»
СЕРИИ «ПРЕМИУМ»**



Наименование параметров	Премиум 10
Тип газогорелочного устройства	ГГУ 12
Автоматика безопасности	630 EUROSIT
Ориентировочная площадь отапливаемого помещения ¹ , м ²	100
Номинальная теплопроизводительность, кВт	10
Коэффициент полезного действия ² %, до ²²	90
Объем теплоносителя в теплообменнике, л	16,5
Температура уходящих газов ³ °С, не менее	110
Диапазон разрежения, при котором обеспечивается устойчивая работа котла, Па	4-25
Номинальное давление газа, Па	1300
Производительность контура ГВС At 30 °С, л/мин. ⁴	-
Средний расход газа, м ³ /час ⁵	0,6
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	90
Диаметр дымохода, мм	100
Диаметр газового патрубка, дюйм	1/2"
Диаметр подсоединяемых патрубков, дюйм	1 1/2"
Рабочее давление воды, МПа, не более	0,1
Габаритные размеры, мм:	
Высота	748
Ширина	330
Глубина	499
Масса не более, кг	41

Рисунок А.2 – Технические характеристики и габаритные размеры газового одноконтурного котла Лемакс Премиум 10

- Число горелок стола, шт. 3 или 4
- Число электроконфорок, шт. 0 или 1
- Объем духовки, л. 50
- Напряжение электросети, В. 220
- Класс защиты I
- Класс энергоэффективности A
- Потребляемая мощность электроконфорки стола, Вт 1000 или 1500
- Габариты (ширина x глубина x высота), см. 50x56x85
- Масса, кг не более 50
- Присоединительная резьба газопровода G 1/2"
- Время срабатывания кранов с устройством «газ-контроль» при замыкании, сек. не более 10
- Время отключения подачи газа с момента погасания пламени для кранов с «газ-контролем», сек. не более 90

Таблица 1

Наименование	Мощность, кВт	Природный газ ном. давл. 1300 Па		Природный газ ном. давл. 2300 Па		Сжиженный газ ном. давл. 3000 Па	
		Маркировка сопла	ВМП	Маркировка сопла	ВМП	Маркировка сопла	ВМП
Горелка передняя правая	2,0	117	49	38/104	49	65	47
Горелка передняя левая	3,0	145	65	117/120/129	60	85	49
Горелка задняя правая	2,0	117	49	38/104	49	65	47
Горелка задняя левая	1,0	84	49	72/75/77	49	50	36
Максимальный расход газа по плите с 4-мя газовыми горелками	-	696 л/ч		696 л/ч		445 л/ч	
Максимальный расход газа по плите с 3-мя газовыми горелками	-	594 л/ч		594 л/ч		380 л/ч	

Примечания:

В графах «маркировка сопла» указан диаметр отверстия сопла в мм x 100. Сменные сопла и ВМП поставляются по отдельному заказу.

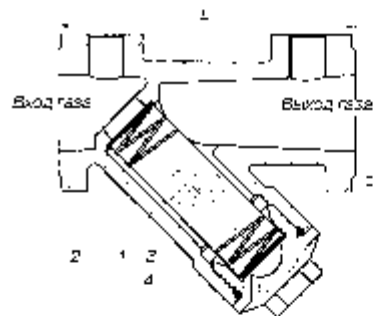
Для плит, оснащенных кранами с регулируемым ВМП, настройка расхода газа производится поворотом ВМП. Регулирование производится до обеспечения устойчивого горения на малом пламени. При переводе на другое давление газа необходимо заменить сопла горелок и отрегулировать расход газа через ВМП, без замены ВМП.

Рисунок А.2 – Технические характеристики и габаритные размеры газовой комбинированной четырехконфорочной плиты DARINA F KM 341 304 W



**Фильтр газовый
сетчатый
ФГ (ФС) - 50**

Предприятие-изготовитель:
ООО ПФ «Газстрой»



Предназначен для очистки неагрессивных газов и воздуха от механических примесей (окалины / пыли).

Температура окружающей среды от -40 до +50 °С.

Фильтр газовый сетчатый ФГ-50
1 — корпус; 2 — cassette; 3 — сетка;
4 — крышка

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение ФГ(ФС)-50
Условный проход D	50
Рабочее давление, МПа, не более	1,2
Фильтрующий элемент, мм	— равносторонняя сетка с ячейкой 0,05 (0,25)
Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	4000
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5
Размеры, мм	
— конструктивная длина L	230
— ширина B	130
— высота H	220
Масса, кг, не более	4
Срок службы, лет, не более	15

Рисунок А.3 – Технические характеристики и габаритные размеры газового фильтра ФГ-50

Таблица 1 – Технические характеристики сетчатого фильтра ФГ(ФС)-

ФС-50 (ФГ-50)	
Условный проход, Ду, мм	50
Рабочее давление, МПа, не более	0,6
Допускаемый перепад давления на фильтре, кПа	5

Таблица 2 – Зависимость пропускной способности фильтра ФГ-50 от входного давления

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

Технические характеристики

Наименование параметра или характеристики		РДГ-50Н													
1	Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87 (воздух, азот и другие неагрессивные газы)													
2	Максимальное входное давление, МПа	1,2													
		Пропускная способность регулятора РДГ-50Н(В)													
3	Диаметр седла, мм	25 (35, 42)													
4	Пределы настройки выходного давления, МПа	от 0,001 до 0,06													
		Рвх, МПа													
		Рвых, МПа													
		0,001-0,01	0,03	0,05	0,06	0,08	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	1	1,6	2,5
		0,10	450	440	397	372	282	—	—	—	—	—	—	—	—
		0,15	562	562	557	549	519	462	—	—	—	—	—	—	—
		0,20	675	675	675	675	669	648	539	—	—	—	—	—	—
		0,25	787	787	787	787	787	785	732	568	—	—	—	—	—
		0,30	900	900	900	900	900	900	883	803	—	—	—	—	—
		0,40	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1125	1115	930	—	—	—	—
		0,50	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1296	1077	—	—	—

Рисунок А.4 – Технические характеристики и габаритные размеры газового регулятора давления РДГ-50Н

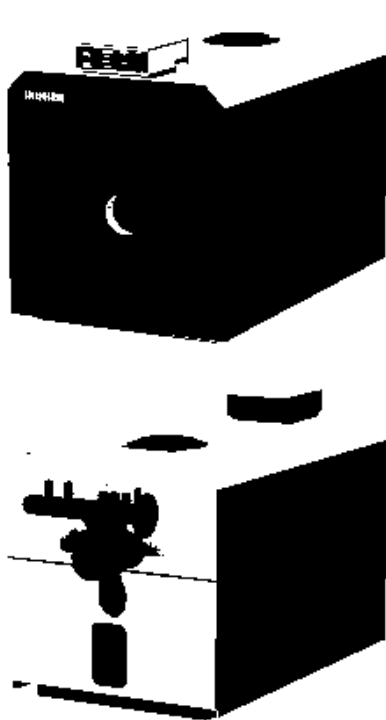
Технические характеристики ПKN(B)-50

Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более	1,2 (12)
Диапазон настройки на срабатывание при понижении контролируемого давления, МПа (кгс/см²):	
ПКН	0,0003–0,003 (0,003–0,03)
ПКБ	0,003–0,03 (0,03–0,3)
Диапазон настройки на срабатывание при повышении контролируемого давления, МПа (кгс/см²):	
ПКН	0,002–0,06 (0,02–0,6)
ПКБ	0,03–0,6 (0,3–6)
Точность срабатывания, %	±5
<i>Ду</i> , мм	50
Строительная длина, мм	230
Габаритные размеры, мм:	
длина	385
высота	478
ширина	300
Масса, кг, не более	33,2

Рисунок А.5 – Технические характеристики предохранительно-запорного клапана ПKN(B)-50

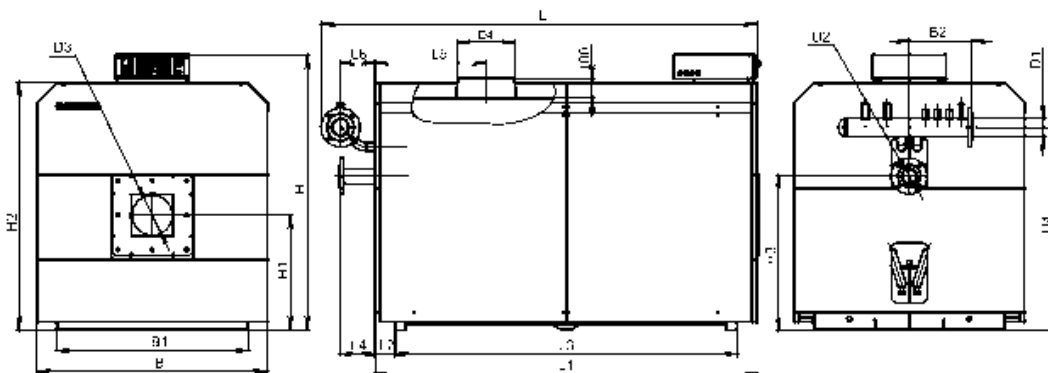
Максимальное рабочее давление, кПа (кгс/см ²)	5 (0,05)	20 (0,2)	5 (0,05)	125 (1,25)
Диапазон настройки срабатывания, кПа	2-5	5-20	20-50	50-125
Габаритные размеры, мм				
диаметр D	225	125	225	125
высота H	211	211	211	240
Масса, кг, не более	6,92	6,81	6,92	6,81

Рисунок А.6 – Технические характеристики предохранительно-сбросного клапана ПСК-50Н/5



Модель котла RS-D	200	250	300	400	500	600
Номинальная мощность МВт	0,2	0,25	0,3	0,4	0,5	0,6
Вид топлива	Природный газ, дизельное сжиженный газ, нефтяной газ					
Средний КПД, %	95					
Максимальная температура воды на выходе, °С	110					
Максимальное рабочее давление, МПа	0,8 (до 1,6 - по специальному заказу)					
Температура охлаждающих газов, не более, °С	см. график с 8					
Гидралик-сское сопротивление водяного контура, МПа	0,028	0,028	0,028	0,028	0,042	0,042
Сопротивление топки, кПа	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Общая поверхность теплообмена, м ²	29,6	29,6	40,0	49,0	58,1	63,2
Объем камеры сгорания, м ³	0,20	0,20	0,32	0,40	0,47	0,47
Объемная тепловая напряженность топки, МВт/м ³	1,01	1,27	0,93	1,01	1,06	1,27
Водяной объем котла, л	28	28	39	46	53	69
Расход воды, т/ч	8	10	14	17	21	21
Вес котла (без воды), т	0,9	0,9	0,91	1,0	1,2	1,42

Рисунок А.7 – Технические характеристики газового котла RS-D 600



Модель котла	Размеры, мм																		
	D1	D2	D3	D4	L	L1	L2	L3	L4	L5	L6	H	H1	H2	H3	H4	B	B1	B2
RS-D200	80	50	185	200	1520	1260	100	1060	165	455	165	1280	530	1145	680	915	1060	870	315
RS-D250	80	50	185	200	1520	1260	100	1060	165	455	165	1280	530	1145	680	915	1060	870	315
RS-D300	80	50	185	200	1670	1410	100	1210	165	505	165	1380	575	1245	770	1015	1160	960	315
RS-D400	80	50	200	250	1925	1660	100	1460	165	555	165	1380	575	1245	770	1015	1160	960	315
RS-D500	80	50	200	300	2170	1910	100	1710	165	555	165	1380	575	1245	770	1015	1160	960	315
RS-D600	100	65	200	300	2180	1910	100	1710	180	555	180	1415	595	1275	795	1050	1190	995	350

Рисунок А.8 – Габаритные размеры газового котла RS-D 600

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа $V_{уд}$, м ³ /ч	Расход газа на участках, м ³ /ч			
			$V_{п}$	$V_{эк}$	$V_{т}$	V
Расчет основного направления ГРП-116-58-35-16-....1						
1-2	16	0,074	1,18	0,65	0	0,65
2-3	26		1,93	1,06	1,56	2,62
3-4	6		0,44	0,24	4,23	4,48
4-5	24		1,78	0,98	5,05	6,03
5-6	2		0,14	0,08	7,58	7,66
6-7	28		2,08	1,14	8,10	9,24
7-8	4		0,29	0,16	10,98	11,09
8-9	29		2,15	1,18	11,57	12,78
9-10	2		0,14	0,08	14,49	14,57
10-11	34		2,52	1,39	15,01	16,40
11-12	3		0,22	0,12	18,28	18,41
12-13	28		2,08	1,14	18,88	20,02
13-14	8		0,59	0,32	21,70	22,03
14-15	10		0,74	0,40	22,67	23,08
15-16	7		0,52	0,28	24,16	24,44
16-35	106		7,88	4,33	25,05	29,38
35-58	69		5,13	2,82	63,26	66,08
58-116	58		4,31	2,37	120,93	123,32
116-ГРП	22		1,63	0,90	226,44	225,73
Расчет ответвления 35-34-...-18-17						
17-18	15		1,12	0,61	0,00	0,61
18-19	29		2,16	1,19	1,49	2,67
19-20	4		0,30	0,16	4,39	4,55
20-21	26		1,93	1,06	5,06	6,12
21-22	5		0,37	0,20	7,73	7,94
22-23	30		2,23	1,23	8,47	9,70
23-24	6		0,45	0,25	11,45	11,69
24-25	29		2,16	1,19	12,27	13,45
25-26	6		0,45	0,25	15,17	15,41
26-27	30		2,23	1,23	15,98	17,21
27-28	5		0,37	0,20	18,96	19,16
28-29	26		1,93	1,06	19,70	20,76
29-30	6		0,45	0,25	22,38	22,62
30-31	22		1,64	0,90	23,19	24,09
31-32	7		0,52	0,29	25,57	25,86
32-33	24		1,78	0,98	26,47	27,45
33-34	8		0,59	0,33	28,99	29,32
34-35	5		0,37	0,20	29,96	30,16

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа Vуд, м³/ч	Расход газа на участках, м³/ч			
			Vп	Vэк	Vт	V
Расчет ответвления 58-57-...37-36						
36-37	15		1,12	0,61	0,00	0,61
37-38	25		1,86	1,02	1,49	2,51
38-39	2		0,15	0,08	4,09	4,17
39-40	25		1,86	1,02	4,61	5,63
40-41	3		0,22	0,12	7,21	7,33
41-42	18		1,34	0,74	7,81	8,54
42-43	3		0,22	0,12	9,89	10,01
43-44	30		2,23	1,23	10,48	11,71
44-45	4		0,30	0,16	13,46	13,62
45-46	21		1,56	0,86	14,12	14,98
46-47	2		0,15	0,08	16,43	16,51
47-48	20		1,49	0,82	16,95	17,77
48-49	3		0,22	0,12	19,18	19,30
49-50	15		1,12	0,61	19,77	20,39
50-51	5		0,37	0,20	21,63	21,84
51-52	26		1,93	1,06	22,38	23,44
52-53	3		0,22	0,12	25,05	25,18
53-54	27		2,01	1,10	25,65	26,75
54-55	4		0,30	0,16	28,40	28,56
55-56	15		1,12	0,61	29,07	29,68
56-57	15		1,12	0,61	30,93	31,54
57-58	6		0,45	0,25	32,41	32,66
Расчет ответвления 58-59...-67-68						
68-67	15		1,12	0,61	0,00	0,61
67-66	26		1,93	1,06	1,86	2,92
66-65	17		1,26	0,70	3,49	4,19
65-64	21		1,56	0,86	5,80	6,66
64-63	3		0,22	0,12	6,39	6,52
63-62	20		1,49	0,82	8,62	9,44
62-61	19		1,41	0,78	10,41	11,18
61-60	4		0,30	0,16	11,45	11,61
60-59	20		1,49	0,82	13,31	14,12
59-58	18		1,34	0,74	15,39	16,12

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа V _{уд} , м ³ /ч	Расход газа на участках, м ³ /ч			
			V _п	V _{эк}	V _т	V

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчет ответвления 116-97-96...-70-69						
69-70	38		2,82	1,55	0,00	1,55
70-71	37		2,75	1,51	3,20	4,71
71-72	10		0,74	0,41	6,32	6,73
72-73	21		1,56	0,86	7,81	8,66
73-74	3		0,22	0,12	9,74	9,86
74-75	17		1,26	0,70	10,71	11,40
75-76	5		0,37	0,20	12,71	12,92
76-77	21		1,56	0,86	13,83	14,69
77-78	14		1,04	0,57	16,13	16,70
78-79	23		1,71	0,94	17,92	18,86
79-80	13		0,97	0,53	20,37	20,90
80-81	22		1,64	0,90	22,08	22,98
81-82	3		0,22	0,12	24,09	24,21
82-83	30		2,23	1,23	25,05	26,28
83-84	4		0,30	0,16	27,65	27,82
84-85	25		1,86	1,02	28,70	29,72
85-86	5		0,37	0,20	30,93	31,13
86-87	23		1,71	0,94	32,04	32,98
87-88	5		0,37	0,20	34,12	34,33
88-89	28		2,08	1,14	35,24	36,38
89-90	2		0,15	0,08	37,69	37,77
90-91	29		2,16	1,19	38,58	39,77
91-92	5		0,37	0,20	41,11	41,32
92-93	16		1,19	0,65	42,23	42,88
93-94	6		0,45	0,25	43,79	44,03
94-95	18		1,34	0,74	44,98	45,71
95-96	12		0,89	0,49	46,69	47,18
96-97	15		1,12	0,61	48,32	48,94
97-116	28		2,08	1,14	99,10	100,24
Расчет ответвления 97-111-112-113-114-115						
115-114	15		1,12	0,61	0,00	0,61
114-113	84		6,24	3,43	2,23	5,66
113-112	3		0,22	0,12	9,22	9,34
112-111	16		1,19	0,65	10,56	11,21
111-97	117		8,70	4,78	40,96	45,75

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

№ участка	Длина по плану,	Удельный	Расход газа на участках, м ³ /ч			
-----------	-----------------	----------	--	--	--	--

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР		Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

	L, м	расход газа V _{уд} , м ³ /ч	V _п	V _{эк}	V _т	V
Расчет ответвления 111-110-...-99-98						
98-99	15		1,12	0,61	0,00	0,61
99-100	36		2,68	1,47	1,49	2,96
100-101	23		1,71	0,94	4,53	5,48
101-102	35		2,60	1,43	6,62	8,05
102-103	10		0,74	0,41	9,59	10,00
103-104	17		1,26	0,70	11,45	12,14
104-105	30		2,23	1,23	13,08	14,31
105-106	29		2,16	1,19	15,69	16,87
106-107	28		2,08	1,14	18,21	19,36
107-108	5		0,37	0,20	21,41	21,61
108-109	34		2,53	1,39	22,15	23,54
109-110	39		2,90	1,59	25,05	26,65
110-111	12		0,89	0,49	28,32	28,81
Абоненты направления ГРП-116-58-35-16-...-1						
2*-2	5		0,37	0,20	0,00	0,20
3*-3	10		0,74	0,41	0,00	0,41
4*-4	5		0,37	0,20	0,00	0,20
5*-5	10		0,74	0,41	0,00	0,41
6*-6	5		0,37	0,20	0,00	0,20
7*-7	10		0,74	0,41	0,00	0,41
8*-8	5		0,37	0,20	0,00	0,20
9*-9	10		0,74	0,41	0,00	0,41
10*-10	5		0,37	0,20	0,00	0,20
11*-11	10		0,74	0,41	0,00	0,41
12*-12	5		0,37	0,20	0,00	0,20
13*-13	10		0,74	0,41	0,00	0,41
14*-14	5		0,37	0,20	0,00	0,20
15*-15	10		0,74	0,41	0,00	0,41
16*-16	5		0,37	0,20	0,00	0,20

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа V _{уд} , м ³ /ч	Расход газа на участках, м ³ /ч			
			V _п	V _{эк}	V _т	V
Абоненты направления 35-34-...-18-17						

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР		Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

18*-18	5		0,37	0,20	0,00	0,20
19*-19	10		0,74	0,41	0,00	0,41
20*-20	5		0,37	0,20	0,00	0,20
21*-21	10		0,74	0,41	0,00	0,41
22*-22	5		0,37	0,20	0,00	0,20
23*-23	10		0,74	0,41	0,00	0,41
24*-24	5		0,37	0,20	0,00	0,20
25*-25	10		0,74	0,41	0,00	0,41
26*-26	5		0,37	0,20	0,00	0,20
27*-27	10		0,74	0,41	0,00	0,41
28*-28	5		0,37	0,20	0,00	0,20
29*-29	10		0,74	0,41	0,00	0,41
30*-30	5		0,37	0,20	0,00	0,20
31*-31	10		0,74	0,41	0,00	0,41
32*-32	5		0,37	0,20	0,00	0,20
33*-33	10		0,74	0,41	0,00	0,41
34*-34	5		0,37	0,20	0,00	0,20
Абоненты направления 58-57-...-37-36						
37*-37	5		0,37	0,20	0,00	0,20
38*-38	10		0,74	0,41	0,00	0,41
39*-39	5		0,37	0,20	0,00	0,20
40*-40	10		0,74	0,41	0,00	0,41
41*-41	5		0,37	0,20	0,00	0,20
42*-42	10		0,74	0,41	0,00	0,41
43*-43	5		0,37	0,20	0,00	0,20
44*-44	10		0,74	0,41	0,00	0,41
45*-45	5		0,37	0,20	0,00	0,20
46*-46	10		0,74	0,41	0,00	0,41
47*-47	5		0,37	0,20	0,00	0,20
48*-48	10		0,74	0,41	0,00	0,41
49*-49	5		0,37	0,20	0,00	0,20
50*-50	10		0,74	0,41	0,00	0,41
51*-51	5		0,37	0,20	0,00	0,20
52*-52	10		0,74	0,41	0,00	0,41
53*-53	5		0,37	0,20	0,00	0,20
54*-54	10		0,74	0,41	0,00	0,41
55*-55	5		0,37	0,20	0,00	0,20
56*-56	10		0,74	0,41	0,00	0,41
57*-57	5		0,37	0,20	0,00	0,20

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа V _{уд} , м ³ /ч	Расход газа на участках, м ³ /ч			
			V _п	V _{эк}	V _т	V
Абоненты направления 58-57-...67-68						

					13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

67*-67	10		0,74	0,41	0,00	0,41
66*-66	5		0,37	0,20	0,00	0,20
65*-65	10		0,74	0,41	0,00	0,41
64*-64	5		0,37	0,20	0,00	0,20
63*-63	10		0,74	0,41	0,00	0,41
62*-62	5		0,37	0,20	0,00	0,20
61*-61	10		0,74	0,41	0,00	0,41
60*-60	5		0,37	0,20	0,00	0,20
59*-59	10		0,74	0,41	0,00	0,41
Абоненты направления 116-97-96-...-70-69						
70*-70	5		0,37	0,20	0,00	0,20
71*-71	5		0,37	0,20	0,00	0,20
72*-72	10		0,74	0,41	0,00	0,41
73*-73	5		0,37	0,20	0,00	0,20
74*-74	10		0,74	0,41	0,00	0,41
75*-75	10		0,74	0,41	0,00	0,41
76*-76	10		0,74	0,41	0,00	0,41
77*-77	10		0,74	0,41	0,00	0,41
78*-78	10		0,74	0,41	0,00	0,41
79*-79	10		0,74	0,41	0,00	0,41
80*-80	10		0,74	0,41	0,00	0,41
81*-81	5		0,37	0,20	0,00	0,20
82*-82	10		0,74	0,41	0,00	0,41
83*-83	5		0,37	0,20	0,00	0,20
84*-84	10		0,74	0,41	0,00	0,41
85*-85	5		0,37	0,20	0,00	0,20
86*-86	10		0,74	0,41	0,00	0,41
87*-87	5		0,37	0,20	0,00	0,20
88*-88	10		0,74	0,41	0,00	0,41
89*-89	5		0,37	0,20	0,00	0,20
90*-90	10		0,74	0,41	0,00	0,41
91*-91	5		0,37	0,20	0,00	0,20
92*-92	10		0,74	0,41	0,00	0,41
93*-93	5		0,37	0,20	0,00	0,20
94*-94	10		0,74	0,41	0,00	0,41
95*-95	5		0,37	0,20	0,00	0,20
96*-96	10		0,74	0,41	0,00	0,41

Продолжение таблицы Б1 – Расчетные расхода газа в сети низкого давления.

№ участка	Длина по плану, L, м	Удельный расход газа Vуд, м³/ч	Расход газа на участках, м³/ч			
			Vп	Vэк	Vт	V
Абоненты направления 97-111-110-...-99-98						
99*-99	5		0,37	0,20	0,00	0,20

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2018.251.13 ПЗ ВКР	Лист

100*-100	5		0,37	0,20	0,00	0,20
101*-101	5		0,37	0,20	0,00	0,20
102*-102	5		0,37	0,20	0,00	0,20
103*-103	15		1,12	0,61	0,00	0,61
104*-104	5		0,37	0,20	0,00	0,20
105*-105	5		0,37	0,20	0,00	0,20
106*-106	5		0,37	0,20	0,00	0,20
107*-107	15		1,12	0,61	0,00	0,61
108*-108	5		0,37	0,20	0,00	0,20
109*-109	5		0,37	0,20	0,00	0,20
110*-110	5		0,37	0,20	0,00	0,20
Абоненты направления 111-112-113-114-115						
114*-114	15		1,12	0,61	0,00	0,61
113*-113	10		0,74	0,41	0,00	0,41
112*-112	15		1,12	0,61	0,00	0,61

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка,м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр др, мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка P _н , Па	Давление в конце участка P _к , Па
	По плану L	Расчетная L _p							
Основное направление ГРП-116-58-35-16-15-14-13-12-11-10-9-8-7-6-5-4-3-2-1									
ГРП -116	22	24,2	227,343	174,79	166,60	422929	0,012	2700	2694
116-58	26	28,6	123,325	139,52	130,8	292216	0,014	2694	2687
58-35	69	75,9	66,086	110,87	102,2	200409	0,015	2687	2667
35-16	106	116,6	29,387	82,26	73,6	123748	0,017	2667	2631
16-15	7	7,7	24,447	76,86	73,6	102946	0,018	2631	2630
15-14	10	11	23,083	75,25	73,6	97202	0,018	2630	2627
14-13	8	8,8	22,035	73,98	73,6	92788	0,018	2627	2626
13-12	28	30,8	20,028	71,42	61,4	101093	0,018	2626	2614
12-11	3	3,3	18,411	69,24	61,4	92931	0,018	2614	2613
11-10	34	37,4	16,407	66,36	61,4	82818	0,019	2613	2603
10-9	2	2,2	14,578	63,53	61,4	73587	0,019	2603	2603
9-8	29	31,9	12,783	60,53	51,4	77078	0,019	2603	2590
8-7	4	4,4	11,092	57,45	51,4	66880	0,020	2590	2589
7-6	28	30,8	9,248	53,73	51,4	55763	0,021	2589	2582
6-5	2	2,2	7,665	50,13	40,8	58222	0,020	2582	2581
5-4	24	26,4	6,037	45,91	40,8	45855	0,022	2581	2573
4-3	6	6,6	4,483	41,14	40,8	34052	0,023	2573	2571
3-2	26	28,6	2,624	33,78	32,6	24949	0,025	2571	2565
2-1	16	17,6	0,654	20,25	20,1	10087	0,032	2565	2562

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр d _p , мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка P _н , Па	Давление в конце участка P _к , Па
	По плану L	Расчетная L _p							
Ответвление 35-34-33-32-31-30-29-28-27-26-25-24-23-22-21-20-19-18-17									
35-34	5	5,5	30,164	83,05	73,6	127020	0,017	2667	2665
34-33	8	8,8	29,320	82,19	73,6	123467	0,017	2665	2663
33-32	24	26,4	27,447	80,21	73,6	115578	0,017	2663	2655
32-31	7	7,7	25,860	78,47	73,6	108894	0,017	2655	2654
31-30	22	24,2	24,094	76,45	73,6	101459	0,018	2654	2648
30-29	6	6,6	22,622	74,70	73,6	95261	0,018	2648	2647
29-28	26	28,6	20,764	72,37	61,4	104808	0,018	2647	2636
28-27	5	5,5	19,161	70,26	61,4	96721	0,018	2636	2634
27-26	30	33	17,210	67,54	61,4	86871	0,018	2634	2624
26-25	6	6,6	15,411	64,85	61,4	77790	0,019	2624	2623
25-24	29	31,9	13,452	61,68	61,4	67902	0,020	2623	2617
24-23	6	6,6	11,694	58,58	51,4	70511	0,019	2617	2615
23-22	30	33	9,702	54,68	51,4	58498	0,020	2615	2607
22-21	5	5,5	7,936	50,78	40,8	60284	0,020	2607	2604
21-20	26	28,6	6,118	46,14	40,8	46476	0,022	2604	2594
20-19	4	4,4	4,550	41,37	40,8	34561	0,023	2594	2594
19-18	29	31,9	2,673	34,01	32,6	25408	0,025	2594	2587
18-17	15	16,5	0,613	19,77	20,1	9457	0,032	2587	2584
Невязка H=2584-2562/2584·100%=0,65 %									

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр др, мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка Pн, Па	Давление в конце участка Pк, Па
	По плану L	Расчетная Lр							
Ответвление 58-57-56-55-54-53-52-51-50-49-48-47-46-45-44-43-42-41-40-39-38-37-36									
58-57	6	6,6	32,658	85,52	73,6	137523	0,016	2687	2685
57-56	15	16,5	31,539	84,43	73,6	132811	0,017	2685	2679
56-55	15	16,5	29,681	82,56	73,6	124985	0,017	2679	2674
55-54	4	4,4	28,562	81,40	73,6	120274	0,017	2674	2673
54-53	27	29,7	26,752	79,46	73,6	112651	0,017	2673	2665
53-52	3	3,3	25,176	77,70	73,6	106014	0,018	2665	2664
52-51	26	28,6	23,440	75,68	73,6	98705	0,018	2664	2658
51-50	5	5,5	21,838	73,73	73,6	91958	0,018	2658	2657
50-49	15	16,5	20,388	71,89	61,4	102913	0,018	2657	2651
49-48	3	3,3	19,303	70,46	61,4	97434	0,018	2651	2650
48-47	20	22	17,768	68,34	61,4	89685	0,018	2650	2643
47-46	2	2,2	16,511	66,51	61,4	83343	0,019	2643	2643
46-45	21	23,1	14,983	64,18	61,4	75632	0,019	2643	2637
45-44	4	4,4	13,619	61,96	61,4	68746	0,020	2637	2637
44-43	30	33	11,709	58,60	51,4	70601	0,019	2637	2625
43-42	3	3,3	10,010	55,32	51,4	60358	0,020	2625	2625
42-41	18	19,8	8,542	52,18	51,4	51505	0,021	2625	2621
41-40	3	3,3	7,334	49,33	40,8	55709	0,021	2621	2619
40-39	25	27,5	5,631	44,75	40,8	42777	0,022	2619	2611
39-38	2	2,2	4,171	40,06	32,6	39649	0,022	2611	2610
38-37	25	27,5	2,509	33,22	32,6	23853	0,025	2610	2605
37-36	15	16,5	0,613	19,77	20,1	9457	0,032	2605	2602
Невязка N=2602-2562/2602·100%=0,9 %									

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№	Длина уч-ка, м	Расчетный	Расчетный	Диаметр	Re	λ	Давление в	Давление в
---	----------------	-----------	-----------	---------	----	---	------------	------------

участка	По плану L	Расчетная L _p	расход газа, V, м ³ /ч	диаметр d _p , мм	d _в , мм			начале участка P _н , Па	конце участка P _к , Па
Ответвление 58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68									
58-59	18	19,8	16,125	65,94	61,4	81392	0,019	2687	2682
59-60	20	22	14,125	62,80	61,4	71298	0,019	2682	2678
60-61	4	4,4	11,612	58,43	51,4	70018	0,019	2678	2676
61-62	19	20,9	11,185	57,62	51,4	67440	0,020	2676	2670
62-63	20	22	9,441	54,14	51,4	56929	0,020	2670	2665
63-64	3	3,3	6,516	47,22	40,8	49497	0,021	2665	2664
64-65	21	23,1	6,657	47,60	40,8	50570	0,021	2664	2655
65-66	17	18,7	4,189	40,13	32,6	39826	0,022	2655	2646
66-67	26	28,6	2,922	35,14	32,6	27776	0,024	2646	2638
67-68	15	16,5	0,613	19,77	20,1	9457	0,032	2638	2636
Невязка H=2636-2562/2636·100%=2,55 %									

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка,м		Расчетный расход газа, V, м3/ч	Расчетный диаметр d _p , мм	Диаметр d _в , мм	Re	λ	Давление в начале участка P _н , Па	Давление в конце участка P _к , Па
	По плану L	Расчетная L _p							
Ответвление 116-97-111-110-109-108-107-106-105-104-103-102-101-100-99-98									
116-97	28	30,8	100,242	129,27	114,6	271097	0,014	2694	2685
97-111	117	128,7	45,746	96,82	90	157533	0,016	2685	2652
111-110	12	13,2	28,815	81,66	73,6	121338	0,017	2652	2648
110-109	39	42,9	26,648	79,34	73,6	112213	0,017	2648	2636
109-108	34	37,4	23,544	75,80	73,6	99143	0,018	2636	2629
108-107	5	5,5	21,615	73,45	61,4	109104	0,017	2629	2626
107-106	28	30,8	19,358	70,53	61,4	97716	0,018	2626	2616
106-105	29	31,9	16,872	67,05	61,4	85163	0,018	2616	2607
105-104	30	33	14,311	63,10	61,4	72236	0,019	2607	2600
104-103	17	18,7	12,144	59,40	51,4	73223	0,019	2600	2593
103-102	10	11	9,999	55,29	51,4	60291	0,020	2593	2590
102-101	35	38,5	8,047	51,04	40,8	61131	0,020	2590	2570
101-100	23	25,3	5,475	44,29	40,8	41591	0,022	2570	2563
100-99	36	39,6	2,959	35,30	32,6	28129	0,024	2563	2553
99-98	15	16,5	0,613	19,77	20,1	9457	0,032	2553	2550
Невязка H=2562-2550/2563·100%=0,04 %									

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка,м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр др, мм	Диаметр дв, мм	Re	λ	Давление в начале участка Pн, Па	Давление в конце участка Pк, Па
	По плану L	Расчетная Lр							
Ответвление 111-112-113-114-115									
111-112	16	17,6	11,211	57,67	51,4	67597	0,020	2652	2646
112-113	3	3,3	9,341	53,92	51,4	56324	0,021	2646	2645
113-114	84	92,4	5,665	44,85	40,8	43031	0,022	2645	2619
114-115	15	16,5	0,613	19,77	20,1	9457	0,032	2619	2616
Невязка H=2616-2562/2616·100%=2,14 %									
Ответвлени 97-96-95-94-93-92-91-90-89-88-87-86-85-84-83-82-81-80-79-78-77-76-75-74-73-72-71-70-69									
97-96	15	16,5	48,935	99,26	90	168515	0,016	2685	2680
96-95	12	13,2	47,177	97,93	90	162461	0,016	2680	2676
95-94	18	19,8	45,712	96,80	90	157417	0,016	2676	2671
94-93	6	6,6	44,032	95,47	90	151632	0,016	2671	2670
93-92	16	17,6	42,880	94,54	90	147664	0,016	2670	2666
92-91	5	5,5	41,315	93,26	90	142275	0,016	2666	2664
91-90	29	31,9	39,769	91,95	90	136950	0,016	2664	2658
90-89	2	2,2	37,773	90,23	90	130076	0,017	2658	2658
89-88	28	30,8	36,383	88,99	73,6	153206	0,016	2658	2644
88-87	5	5,5	34,327	87,10	73,6	144551	0,016	2644	2642
87-86	23	25,3	32,981	85,83	73,6	138884	0,016	2642	2632
86-85	5	5,5	31,130	84,02	73,6	131089	0,017	2632	2630
85-84	25	27,5	29,718	82,60	73,6	125142	0,017	2630	2621
84-83	4	4,4	27,818	80,61	73,6	117143	0,017	2621	2620
83-82	30	33	26,280	78,94	73,6	110663	0,017	2620	2612

Продолжение таблицы Б2 – Гидравлический расчет сети низкого давления

№ участка	Длина уч-ка, м		Расчетный расход газа, V, м ³ /ч	Расчетный диаметр d _p , мм	Диаметр d _в , мм	Re	λ	Давление в начале участка P _н , Па	Давление в конце участка P _к , Па
	По плану L	Расчетная L _p							
82-81	3	3,3	24,209	76,59	73,6	101945	0,018	2612	2611
81-80	22	24,2	22,979	75,13	73,6	96764	0,018	2611	2606
80-79	13	14,3	20,901	72,55	61,4	105502	0,018	2606	2601
79-78	23	25,3	18,857	69,85	61,4	95183	0,018	2601	2592
78-77	14	15,4	16,704	66,80	61,4	84319	0,019	2592	2588
77-76	5	5,5	14,686	63,71	61,4	74131	0,019	2588	2587
76-75	17	18,7	12,917	60,76	51,4	77885	0,019	2587	2579
75-74	17	18,7	11,400	58,03	51,4	68740	0,020	2579	2573
74-73	3	3,3	9,861	55,01	51,4	59461	0,020	2573	2572
73-72	21	23,1	8,664	52,45	51,4	52244	0,021	2572	2568
72-71	10	11	6,728	47,78	40,8	51107	0,021	2568	2564
71-70	37	40,7	4,710	41,90	40,8	35775	0,023	2564	2555
70-69	38	41,8	1,554	27,85	20,1	23957	0,025	2555	2519
Невязка H=2562-2519/2562·100%=0,54 %									
Ответвлени 2-2*									
2-2*	5	5,5	0,204	13,19	20,1	3152	0,042	2565	2565
Невязка H=2565-2562/2565·100%=0,11 %									
Ответвлени 3-3*									
3-3*	10	11	0,409	17,03	20,1	6305	0,035	2571	2571
Невязка H=2571-2562/2571·100%=0,23 %									
Ответвлени 4-4*									
4-4*	5	5,5	0,204	13,19	20,1	3152	0,042	2573	2575
Невязка H=2574-2562/2574·100%=0,31 %									