

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.И. Матюшенко
Подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского

типа
тема

Руководитель	_____	<u>доцент, к.т.н</u>	<u>И.Б.Оленев</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>С.А. Набатов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.Б.Оленев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2020

- СЛАЙД 1

Здравствуйтесь, Уважаемые члены комиссии!

Представляю вам свою бакалаврскую работу на тему «Разработка двухступенчатой системы газоснабжения поселка городского типа».

- СЛАЙД 2

Целью моей бакалаврской работы является применение теоретических знаний и практических навыков для разработки двухступенчатой системы газоснабжения поселка городского типа.

- СЛАЙД 3

Численность населения по данным администрации города составляет 5000 человек. Часть жилой зоны обеспечена централизованными системами отопления и горячего водоснабжения. Присутствуют районы с капитальной застройкой, а также, частный сектор. На территории поселка расположены 3 котельные. В результате разработки были спроектированы кольцевая сеть низкого давления, тупиковая сеть среднего давления, 2 газорегуляторных пункта и газораспределительная станция.

Исходными данными для ВКР послужили: генплан поселка, данные о численности населения по кварталам, обеспеченность жилых домов центральным ТС, (СЛАЙД 4) тепловая нагрузка на котельные.

- СЛАЙД 5

В данной выпускной работе запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которую предполагается разместить к северу от поселка и кольцевой сетей низкого давления, которая приведена на схеме. Связь между сетями осуществляется с помощью двух сетевых ГРП. Все котельные запитаны от сети среднего давления.

- СЛАЙД 6

В процессе выполнения работы были рассчитаны объемы потребления газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора, коммунально-бытовые нужды, а также рассчитаны расходы потребления газа котельными, согласно их тепловой мощности.

По итогам расчетов годовой расход газа потребителями поселка городского типа составляет 7371,3 тыс. м³/год

- СЛАЙД 7

На диаграммах представлены расходы газа по видам потребления, наибольший расход газа приходится на котельную Центральную котельную и составляет 457,947 тыс. м³/год. На графике видно, что самое высокое потребление газа приходится на январь 1165,1 тыс. м³/мес, а минимальное на июль 116,3 тыс. м³/мес.

- СЛАЙД 8

Гидравлический расчет многокольцевой сети низкого давления выполнен с использованием компьютерного математического моделирования, с этой целью мною разработана модель работы сети.

- СЛАЙД 9

В основу модели заложены теоретические формулы газовой динамики. Потери давления на участках сети и относительная невязка в кольцах определялись по формулам.

Для определения поправочных расходов в кольцах в основу модели заложен метод Зейделя.

- СЛАЙД 10

Далее был проведен гидравлический расчет, тупиковых ответвлений из условия экономичности системы, подобраны минимально допустимые диаметры распределительных газопроводов, для этого также была разработана компьютерная модель.

- СЛАЙД 11

Мною произведен гидравлический расчет сети среднего давления, определены диаметры газопроводов, потери давления и значения давления газа в узловых точках сети, результаты отображены в таблице.

- СЛАЙД 12,13

Также в работе были подобраны газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки. Газораспределительная станция ГРП и ГРУ оборудованы регуляторами давления РД и РДУК. На чертежах представлены план, схема и разрезы с обозначением основных элементов одного из вариантов выбранного ГРУ с регулятором давления РД-50М-20.

Результаты всех выполненных расчетов представлены в пояснительной записке. Также в рамках ВКР разработан раздел «Технология возведения инженерных сооружений» на монтаж подземных газопроводов.

- СЛАЙД 14

Спасибо за внимание!

1 Газоснабжение.....	7
1.1 Общие сведения о газификации рабочего поселка	7
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа	10
1.3 Расчет потребления природного газа населением	13
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа	22
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозаводом) ...	23
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта	24
1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	24
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	26
1.9 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа	26
1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления	27
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления	56
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов, газорегуляторной станции и газорегуляторных установок	61
1.13 Расчет неравномерности потребления газа.....	69
2. Технология возведения инженерных сооружений	72
2.1 Подготовительные работы	72
2.2 Земляные работы	73
2.3 Монтаж газопроводов	74
2.4 Испытание газопроводов	75
2.5 Благоустройство трассы.....	76
2.6. Сдача объекта в эксплуатацию	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления.....	80

ВВЕДЕНИЕ

Доля природного газа в топливном балансе России составляет 60%. Так как природный газ является высокоэффективным энергоносителем, который широко применяется в настоящее время, в условиях экономического роста в стране газификация может составить основу социально-экономического развития регионов России, обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды. Основной задачей при использовании природного газа является его рациональное потребление, то есть снижение удельного расхода посредством внедрения экономичных технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по разработке схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского типа, численность населения которого составляет 5000 человек. Газифицировать поселок предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация поселка может вестись на современном технологическом уровне, решая, как задачи газоснабжения населения, так и поддержания экологического баланса.

БР выполнена в соответствии с СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002.

1 Газоснабжение

1.1 Общие сведения о газификации рабочего поселка

Численность населения поселка городского типа составляет 5000 человек.

В поселке находится 3 котельных: центральная котельная, котельная администрации, котельная больницы.

Газифицировать поселок городского типа предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 96 %, этан – 1%; пропан – 0,5%, бутан – 0,3%, пентан – 0,2%, диоксид углерода – 0,5%, азот + редкие газы – 1,5%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -37^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -37^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -6,7^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 233$ дня [12].

Исходные данные для разработки схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского типа – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для разработки схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского типа

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
1	350		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
2	370		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
3	280		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
4	380		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
5	330		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
6	190		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
7	240		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
8	280		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
9	350		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
10	380		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
11	100	1800	
12	100	1800	
14	120	2160	
15	90	1620	
16	130	2340	
17	120	2160	
18	110	1980	
19	90	1620	
20	70	1260	
21	80	1440	
22	80	1440	
23	70	1260	
24	90	1620	
25	120	2160	
26	100	1800	
27	80	1440	
28	110	1980	
29	120	2160	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
1	Центральная котельная	6,5	23500
2	Котельная администрации	0,4	1500
3	Котельная Больницы	0,96	3600

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Для расчета потребления газа необходимо знать низшую теплоту сгорания сухого газа, кДж/м³, а для проведения гидравлических расчетов плотность газа, кг/м³, и его кинематическую вязкость, м²/с.

Низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_H^P = \frac{\sum (C_m H_n)_i \cdot Q_{H_i}^P}{100}, \quad (1)$$

где $(C_m H_n)_i$ - содержание i -го компонента метанового ряда в газе, %;

$Q_{H_i}^P$ - низшая теплота сгорания i -го компонента газа, кДж/м³ [16].

Плотность газа, кг/м³, рассчитывается по формуле

$$\rho_\Gamma = \frac{\sum \delta_i \cdot \rho_i}{100}, \quad (2)$$

где δ_i - содержание i -го компонента в газе, % по объему;

ρ_i - плотность сгорания i -го компонента газа, кг/м³ [16].

Кинематическая вязкость газа, м²/с, определяется по формуле

$$\nu_\Gamma = \mu_\Gamma / \rho_\Gamma, \quad (3)$$

где μ_Γ - динамическая вязкость газа, Па·с;

ρ_Γ - плотность газовой смеси, кг/м³, рассчитывается по формуле (28).

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

$$\mu_\Gamma = \frac{\sum \delta_i \cdot \mu_i}{100}, \quad (4)$$

где δ_i - содержание i -го компонента в газе, % по объему;

μ_i – динамическая вязкость i -го компонента в газа при н.у, Па·с, принимается по таблице 3.

Таблица 3 - Физические характеристики газов при 0 °С 101,3 кПа

Газ	Химическая формула	Плотность, кг/м ³	Низшая теплота сгорания, кДж/м ³	Молекулярная масса	Динамическая вязкость, Па·с
Метан	CH ₄	0,7168	35840	16,042	101·10 ⁻⁷
Этан	C ₂ H ₆	1,3566	63730	30,069	86·10 ⁻⁷
Пропан	C ₃ H ₈	2,019	93370	44,096	75·10 ⁻⁷
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,703	123770	58,122	68·10 ⁻⁷
Пентан	C ₅ H ₁₂	3,221	146340	72,149	2830·10 ⁻⁷
Азот	N ₂	1,2505		28,013	165·10 ⁻⁷
Диоксид углерода	CO ₂	1,9768		44,010	137·10 ⁻⁷

Газифицировать поселок городского типа предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 96 %, этан – 1%; пропан – 0,5%, бутан – 0,3%, пентан – 0,2%, диоксид углерода – 0,5%, азот + редкие газы – 1,5%.

Расчет низшей теплоты сгорания природного газа производится по формуле (1), низшая теплота сгорания природного газа составляет

$$Q_H^p = \frac{96 \cdot 35840 + 1 \cdot 63730 + 0,5 \cdot 93370 + 0,3 \cdot 123770 + 0,2 \cdot 146340}{100} = 36170 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчет плотности природного газа производится по формуле (2), плотность природного газа составляет

$$\rho_r = \frac{96 \cdot 0,7168 + 1 \cdot 1,3566 + 0,5 \cdot 2,019 + 0,3 \cdot 2,703 + 0,2 \cdot 3,221}{100} + \frac{0,5 \cdot 1,9768 + 1,5 \cdot 1,2505}{100} = 0,755 \text{ кг/м}^3.$$

Расчет динамической вязкости природного газа производится по формуле (4), динамическая вязкость природного газа составляет

$$\mu_r = \frac{96 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 0,5 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,3 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{0,2 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 1,5 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 0,5 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000107 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет $\nu_{\Gamma} = 0,0000107 / 0,755 = 0,0000142 \text{ м}^2/\text{с}$.

1.3 Расчет потребления природного газа населением

Число потребителей газа по микрорайонам выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждения городского хозяйства, наличии централизованного горячего водоснабжения, характеристики отопительных систем, топливного и теплового баланса поселка.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, млн м³/год, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}}^K = \frac{q_1^K \cdot n_1^K + q_2^K \cdot n_2^K + q_3^K \cdot n_3^K}{Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где q_1^K и n_1^K - соответственно норма расхода теплоты на приготовление пищи при наличии в квартире централизованного горячего водоснабжения, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

q_2^K и n_2^K - норма расхода теплоты на приготовление пищи и горячей воды при наличии в квартире газового водонагревателя, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

q_3^K и n_3^K - норма расхода теплоты на приготовление пищи и горячей воды при отсутствии в квартире газового водонагревателя, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

Q_H^P - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Годовой расход газа, млн. м³/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{q_0 \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

где $t_{ВН}$, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, $t_{CP.O}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», °С;

k_1 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

k_2 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать 0,6;

Z - среднее за отопительный период число часов работы системы вентиляции в течение суток (при отсутствии данных принимается 16 часов);

q_0 - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м² жилой площади [16]

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

n_0 - продолжительность отопительного периода (со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее), принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», сут;

η_0 - КПД отопительных установок в долях единиц, при отсутствии данных для местных котельных принимается 0,8÷0,85, для районных котельных с учетом потерь в тепловых сетях – 0,8;

Q_H^P - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Часовой расход газа, м³/ч, в жилых домах и на коммунально-бытовые нужды рассчитывается по формуле

$$Q_{ч}^j = \frac{Q_{год}^j \cdot 10^6}{m^j}, \quad (7)$$

где $Q_{год}^j$ - годовой расход газа, млн м³/год;

m^j - число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [16].

Часовой расход газа, м³/ч, на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий рассчитывается по формуле

$$Q_{ч(O.B.)} = \frac{Q_{O.B.} \cdot 10^6}{m_{O.B.}}, \quad (8)$$

где $Q_{O.B.}$ - годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, млн м³/год;

$m_{O.B.}$ - число часов использования максимума на отопление, вентиляцию жилых и общественных зданий, ч/год.

Число часов использования максимума, ч/год, на отопление, вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляются по формуле

$$m_{O.B.} = n_0 \left[24(1 + k_1) \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Zk_1k_2 \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \quad (9)$$

где n_0 , t_{BH} , $t_{CP.O}$, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, k_1 , k_2 , Z - то же, что и в формуле (6).

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 4. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет $Q_H^P = 37870$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

Таблица 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
1	350	Приготовление пищи	4100	113,4	39,674
2	370	Приготовление пищи	4100	113,4	41,941
3	280	Приготовление пищи	4100	113,4	31,739
4	380	Приготовление пищи	4100	113,4	43,074
5	330	Приготовление пищи	4100	113,4	37,407

6	190	Приготовление пищи	4100	113,4	21,537
7	240	Приготовление пищи	4100	113,4	27,205
8	280	Приготовление пищи	4100	113,4	31,739
9	350	Приготовление пищи	4100	113,4	39,674

Окончание таблицы 4

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
10	380	Приготовление пищи	4100	113,4	43,074
11	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	27,647
12	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	27,647
13	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	33,177
14	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	24,882
15	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	35,941
16	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	33,177
17	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	30,412
18	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	24,882
19	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	19,353
20	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	22,118
21	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	22,118
22	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	19,353
23	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	24,882
24	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	33,177
25	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	27,647
26	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	22,118
27	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	30,412
28	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	33,177

29	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	276,5	19,353
Всего					868,537

Из таблицы 4 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 868,537 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Расчет проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 5. Годовой расход газа из таблицы 4. Число часов использования максимума, ч/год [16].

Таблица 5 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	39,674	1800	22,0
2	41,941	1800	23,3
3	31,739	1800	17,6
4	43,074	1800	23,9
5	37,407	1800	20,8
6	21,537	1800	12,0
7	27,205	1800	15,1
8	31,739	1800	17,6
9	39,674	1800	22,0
10	43,074	1800	23,9
11	27,647	1800	15,4
12	27,647	1800	15,4
13	33,177	1800	18,4
14	24,882	1800	13,8
15	35,941	1800	20,0
16	33,177	1800	18,4
17	30,412	1800	16,9
18	24,882	1800	13,8
19	19,353	1800	10,8
20	22,118	1800	12,3
21	22,118	1800	12,3
22	19,353	1800	10,8
23	24,882	1800	13,8
24	33,177	1800	18,4
25	27,647	1800	15,4
26	22,118	1800	12,3
27	30,412	1800	16,9
28	33,177	1800	18,4
29	19,353	1800	10,8
			482,5

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в поселке городского типа по результатам расчета из таблицы 5 равен 482,5 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 6.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 657$ кДж/ч на 1 м^2 жилой площади [16].

Таблица 6 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
11	1800	150,073
12	1800	150,073
13	2160	180,087
14	1620	135,066
15	2340	195,095
16	2160	180,087
17	1980	165,080
18	1620	135,066
19	1260	105,051
20	1440	120,058
21	1440	120,058
22	1260	105,051
23	1620	135,066
24	2160	180,087
25	1800	150,073
26	1440	120,058
27	1980	165,080
28	2160	180,087
29	1260	105,051
Всего		2776,3

Из таблицы 6 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 2776,3 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 7. Годовой расход газа из таблицы 6.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (9) и составляет

$$m_{ог} = 233 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-6,7)}{22 - (-37)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-6,7)}{22 - (-37)} \right) = 3672 \text{ ч/год}$$

Таблица 7 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
11	150,073	3672	40,9
12	150,073	3672	40,9
13	180,087	3672	49,0
14	135,066	3672	36,8
15	195,095	3672	53,1
16	180,087	3672	49,0
17	165,080	3672	45,0
18	135,066	3672	36,8
19	105,051	3672	28,6
20	120,058	3672	32,7
21	120,058	3672	32,7
22	105,051	3672	28,6
23	135,066	3672	36,8
24	180,087	3672	49,0
25	150,073	3672	40,9
26	120,058	3672	32,7
27	165,080	3672	45,0
28	180,087	3672	49,0
29	105,051	3672	28,6
Всего			756,1

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в поселке городского типа по результатам расчета из таблицы 7 равен 756,1 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в поселке городского типа.

Расчет сведен в таблицу 8. Исходные данные: таблицы 4 и 6.

Таблица 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в п. Чунский

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	39,674	0,000	39,674
2	41,941	0,000	41,941
3	31,739	0,000	31,739
4	43,074	0,000	43,074

Окончание таблицы 8

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
5	37,407	0,000	37,407
6	21,537	0,000	21,537
7	27,205	0,000	27,205
8	31,739	0,000	31,739
9	39,674	0,000	39,674
10	43,074	0,000	43,074
11	27,647	150,073	177,720
12	27,647	150,073	177,720
13	33,177	180,087	213,264
14	24,882	135,066	159,948
15	35,941	195,095	231,036
16	33,177	180,087	213,264
17	30,412	165,080	195,492
18	24,882	135,066	159,948
19	19,353	105,051	124,404
20	22,118	120,058	142,176
21	22,118	120,058	142,176
22	19,353	105,051	124,404
23	24,882	135,066	159,948
24	33,177	180,087	213,264
25	27,647	150,073	177,720
26	22,118	120,058	142,176
27	30,412	165,080	195,492
28	33,177	180,087	213,264
29	19,353	105,051	124,404
Всего	868,5370	2776,3470	3644,8840

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в поселке городского типа составляет 3644,884 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в поселке городского типа.

Расчет сведен в таблицу 9. Исходные данные: таблицы 5 и 7.

Таблица 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в поселке городского типа

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	22,0	0,0	22,0
2	23,3	0,0	23,3
3	17,6	0,0	17,6
4	23,9	0,0	23,9
5	20,8	0,0	20,8
6	12,0	0,0	12,0
7	15,1	0,0	15,1
8	17,6	0,0	17,6
9	22,0	0,0	22,0
10	23,9	0,0	23,9
11	15,4	40,9	56,3
12	15,4	40,9	56,3
13	18,4	49,0	67,4
14	13,8	36,8	50,6
15	20,0	53,1	73,1
16	18,4	49,0	67,4
17	16,9	45,0	61,9
18	13,8	36,8	50,6
19	10,8	28,6	39,4
20	12,3	32,7	45,0
21	12,3	32,7	45,0
22	10,8	28,6	39,4
23	13,8	36,8	50,6
24	18,4	49,0	67,4
25	15,4	40,9	56,3
26	12,3	32,7	45,0
27	16,9	45,0	61,9
28	18,4	49,0	67,4
29	10,8	28,6	39,4
Всего	482,5	756,1	1238,6

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в поселке городского типа составляет 1238,6 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в котельной, расположенной в поселке. Исходные данные к расчету приведены в разделе 1.2.

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м³/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (10)$$

где D – нагрузка котельной в течение года, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (11)$$

где $D^{\text{ч}}$ – нагрузка котла, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 10. Низшая теплота сгорания $Q_H^P = 36170$ кДж/м³.

Таблица 10 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м ³ /ч	тыс.м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Центральная котельная	6,5	23500	91	826,8	2989,379
Котельная администрации	0,4	1500	91	50,9	190,811
Котельная Больницы	0,96	3600	91	122,1	457,947
Всего				1000	3638,1370

Для газоснабжения котельных поселка городского типа требуется 3638,137 тыс.м³/год газа.

1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозаводом)

При расчете потребления газа хлебозаводами, норма расхода теплоты отнесена к одной тонне выпускаемой продукции. При производстве хлеба расчет ведется в предположении, что объем суточной выпечки на 1000 жителей составляет 0,6... 0,8 т.

Количество расчетных единиц потребления для хлебозаводов определяется по формуле

$$n^{x.} = \frac{P}{1000} \cdot 365 \cdot N_i \cdot \frac{\delta^{x.}}{100}, \quad (12)$$

где P - объем суточной выпечки на 1000 жителей, т;

N_i - численность населения, чел.

$\delta^{x.}$ - процент охвата населения услугами хлебозавода, %.

Годовой расход газа, млн. м³/год, потребляемого хлебозаводами, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}}^x = \frac{q^x \cdot n^x}{Q_H^p} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где q^x и n^x - соответственно норма расхода теплоты при выпечке хлеба и кондитерских изделий, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

Q_H^p - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Расчет количества расчетных единиц потребления для хлебозавода проводится по формуле (12) и составляет

$$n^x = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 5000 = 1277,5 \text{ ед.}$$

Годовой расход газа, потребляемого хлебозаводами, рассчитывается по формуле (13) и составляет

$$Q_{\text{год}}^x = \frac{2500 \cdot 1277,5}{36170} \cdot 10^{-3} = 88,298 \text{ тыс. м}^3/\text{год.}$$

Часовой расход газа, м³/ч, для коммунально-бытовых предприятий рассчитывается по формуле (7) и составляет

$$Q_{\text{ч}}^x = \frac{88,298 \cdot 10^3}{6000} = 14,7 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расход газа по видам потребления в п. Чунский

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
КБП население	482,5	868,537
ОВ население	756,1	2776,3
Население	1238,6	3644,884
Центральная котельная	826,8	2989,379
Котельная администрации	50,9	190,811
Котельная Больницы	122,1	457,947
Хлебопекарня	14,7	88,298
Всего	2253,1	7371,319

1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

В выпускной работе предлагается двухступенчатая система газоснабжения, низкого и среднего давления.

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которую предполагается разместить на севере от поселка. В поселке запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 4 колец и 9 тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Котельная запитывается от сети среднего давления.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселке проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение трех сетевых ГРП

1.9 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа

На территории поселка городского типа газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются подземно.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д.

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

Соединение стальных труб выполняется на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения предусматриваются в местах установки запорной арматуры, горелок, контрольно-измерительных приборов, автоматики и др.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

В котельных проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. С учетом планировки поселка городского типа, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации поселка городского типа в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными по экономическим соображениям.

1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления

Гидравлический расчет, как смешанных газовых сетей низкого давления, так и тупиковых состоит из нескольких последовательных этапов.

На первом этапе, согласно принятой принципиальной схеме производят трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов в закольцованной части. Так же выявляют сектора, обслуживаемые тупиковыми участками комбинированной газовой сети или сектора, если сеть является тупиковой.

На втором этапе газовую сеть разбивают на участки, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу.

На третьем этапе определяются длины участков и предварительные расчетные расходы газа на участках, для закольцованной части газовой указывается направление движения газа.

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной

части газовой сети.

На пятом этапе проводится гидравлический расчет закольцованной части газовой сети, увязываются кольца, определяется давление в узловых точках, для выполнения данного этапа мною разработана компьютерная (математическая) модель работы газовой сети.

На шестом этапе проводится гидравлический расчет тупиковых ответвлений и проверяется полнота использования перепада давления.

Гидравлический расчет закольцованной части газовой сети является наиболее трудоемким этапом выполнения поставленной задачи. Его рекомендуется выполнять с использованием современных вычислительных средств, позволяющих решить поставленную задачу с использованием математического (компьютерного) моделирования.

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений, которые определяются по формуле

$$\Delta p = \Delta p_{TP} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па}, \quad (13)$$

где Δp_{TP} - потери давления на трение, Па;

$\Delta p_{M.C.}$ - потери давления в местных сопротивлениях, Па.

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

$$w = V / F, \text{ м/с}, \quad (14)$$

где w - средняя скорость движения газа, м/с,

V - объемный расход газа, м³/ч;

F - площадь поперечного сечения участка газопровода, м².

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, т. е. упорядоченным в виде движущихся один

относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (15)$$

где w - скорость потока газа, м/с;

D - внутренний диаметр газопровода, м;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

При $\text{Re} < 2000$ в газопроводах газ движется в режиме ламинарного течения, а при $\text{Re} > 4000$ в режиме турбулентного течения. При $2000 > \text{Re} > 4000$ в газопроводе возникает так называемая критическая область движения газа (переходная от ламинарного течения в турбулентное).

Для сетей низкого давления потери давления на преодоление сил трения описываются формулой

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (16)$$

где p_H - давление в начале газопровода, Па;

p_K - давление в конце газопровода, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l - длина газопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса. Учитывая, что при определении потерь давления на преодоление сил трения по формуле (17), используются объемный расход газа, выраженный в м³/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (16), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

$$Re = 0,0354 \frac{V}{dv}, \quad (17)$$

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

Турбулентное движение газа в газопроводе может происходить в так называемой зоне гидравлически гладких труб, и в зоне, когда на гидравлическое сопротивление влияет шероховатость стенки. Критерием гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода является значение определяемое по формуле:

$$Re \left(\frac{k}{d} \right) < 23, \quad (18)$$

где Re – число Рейнольдса;

k - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, см;

d - внутренний диаметр газопровода, см.

Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки газопровода, принимаемая равной: для новых стальных труб 0,01 см, для стальных бывших в эксплуатации - 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см, для медных труб - 0,001 см.

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа ($Re < 2000$) по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (19)$$

- для переходного (критического) режима движения газа ($2000 > Re > 4000$) по формуле Зайченко

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}, \quad (20)$$

- для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) безразмерный коэффициент гидравлического трения для гидравлически гладкой стенки при

$Re\left(\frac{k}{d}\right) < 23$, определяется при $4000 < Re < 100000$ по формуле Блазиуса (22) и при $Re > 100000$ формуле Альтшуля (23)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}, \quad (21)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (22)$$

- для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) для гидравлически шероховатой стенки при $Re\left(\frac{k}{d}\right) > 23$ по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (23)$$

Основной целью гидравлического расчета закольцованной части газовой сети является определение давления газа в узловых точках, которое должно быть больше разности начального давления газа после ГРП и допустимых потерь давления характерных для газовой сети. Для того чтобы определить давление газа в узловых точках необходимо провести увязку колец газовой сети. Для кольцевых газовых сетей приемлемо при увязке колец использовать уравнение, аналогичное второму закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре равна нулю при условии, если в этом контуре нет нагнетателей, т.е. $\sum \Delta P_{\text{ПО КОЛЬЦУ}} = 0$.

Для того чтобы определить, увязаны ли все кольца газовой сети с допустимой погрешностью не влияющей на давление газа в узловых точках, для каждого кольца определяется относительная ошибка по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\% ,\%, \quad (24)$$

где Δ - относительная ошибка, %;

$\sum \Delta P$ - суммарные потери давления всех участков кольца, Па;

$/ \sum \Delta P /$ - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, Па.

Потери давления на участке газовой сети складываются из потерь давления на преодоление сил трения и потерь давления в местных сопротивлениях. Для сетей низкого давления потери давления на преодоление сил трения описываются формулой (17), потери давления в местных сопротивлениях в распределительных газопроводах большой протяженности принимают равными 10 % от последних независимо от материала труб. Таким образом, общие потери давления на отдельно взятом участке газовой сети можно охарактеризовать формулой

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_p^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (25)$$

где ΔP - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

Q_p - расчетный расход газа на участке, м³/ч;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения, определяется по одной из формул (20-24) в зависимости от режима течения газа и шероховатости внутренней поверхности труб;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l - длина участка газопровода, м.

Для того чтобы добиться увязки колец газовой сети с относительной ошибкой менее 1% потребуется несколько приближений с учетом откорректированного расхода на каждом участке.

Чтобы определить откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках - $\Delta P/Q_p$, где ΔP - потери давления на участке, Па; Q_p – расчетный расход газа на участке, м³/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_p}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (26)$$

где ΔQ_K^1 - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м³/ч;

$\Sigma \Delta P$ - потери давления в кольце, Па;

$\Sigma \frac{\Delta P}{Q_P}$ - зависимость потерь давления и расхода в кольце.

Поправочные круговые расходы для колец сети определяются с учетом рассчитанного поправочного расхода предыдущих колец. Для первого кольца поправочный круговой расход определяется по формуле

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (27)$$

где ΔQ_K - поправочный круговой расход первого по ходу расчета кольца, м³/ч;

$\Delta Q_{K_1}^1$ - первый поправочный круговой расход первого кольца, м³/ч;

$(\Delta P / Q_P)_n$ - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

$\Delta Q_{K_n}^1$ - первый поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч;

$\sum (\Delta P / Q_P)_1$ - зависимость потерь давления и расхода в первом кольце.

При определении величины $\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)$ учитываются все участки соседних колец, попадающих в контур расчетного кольца.

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q)_i} + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (28)$$

где ΔQ_{K_i} - поправочные круговые расходы последующих по ходу расчета колец, м³/ч;

$\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м³/ч;

$(\Delta P/Q_P)_n$ - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

ΔQ_{K_n} - поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч;

$\Delta Q_{K_n}^1$ - первый поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч, используется в расчетах, если не определен поправочный круговой расход в данном кольце;

$\sum (\Delta P/Q_P)_i$ - зависимость потерь давления и расхода в рассчитываемом кольце.

Определив поправочный круговой расход, выполняют дальнейший расчет (первое и последующие приближения), при этом расчетный расход газа с учетом поправочного расхода определяется по формуле

$$Q_P^{\Pi} = Q_P + Q_{УЧ}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

где Q_P^{Π} - расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода, м³/ч;

Q_P - расчетный расход газа на участке кольца, м³/ч;

$Q_{УЧ}$ - поправочный круговой расход на участке кольца, м³/ч.

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

$$Q_{УЧ} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (30)$$

где $Q_{УЧ}$ - поправочный круговой расход на участке кольца, м³/ч;

Q_{K_i} - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце, м³/ч;

Q_{K_n} - поправочный круговой расход в соседнем кольце, м³/ч, для участков, обслуживающих одно кольцо $Q_{K_n} = 0$.

Потери давления на участках газовой сети зависят от протяженности участка его диаметра и расхода газа, а так же от физических свойств газа.

Из условий экономичности газовой сети расчетный внутренний диаметр участков газопровода определяется по формуле

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_p^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см,} \quad (31)$$

где d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

A - коэффициент, зависящий от категории сети, для низкого давления $A=626$;

B, n, m - коэффициенты, зависящие от материала газопровода, для стальных труб $B=0,022, n=5, m=2$, для полиэтиленовых труб $B=0,0446, n=4,75, m=1,75$;

Q_p - расчетный расход газа на участке, м³/ч;

$\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение, Па/м – для сетей низкого давления.

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м,} \quad (32)$$

где $\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение, Па/м;

$\Delta P_{доп}$ - допустимые потери давления, Па;

L - расстояние от ГРП до самой удаленной точки, м.

Из условий надежности газовой сети кольца проектируются из газопроводов одного диаметра, осредненный ориентировочный диаметр участков кольца газовой сети определяется по формуле

$$d_k = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см,} \quad (33)$$

где d_k - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

k - коэффициент, учитывающий увеличение материальной характеристики кольца с постоянным диаметром, в общем случае $k = 1,1$;

d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

l - длина участка, м.

Ориентировочный внутренний диаметр газопровода кольца газовой сети принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов - ближайший больший.

Газ в сеть низкого давления поступает из сетевых газорегуляторных пунктов, газ после выхода из газорегуляторного пункта начинает постепенно разбираться потребителями и его расход постепенно уменьшается по пути движения. Для определения расхода газа по пути его движения схему распределительной сети низкого давления необходимо разбить на участки и указать предварительное распределение потоков газа по сети. При этом для узловых точек газовой сети приемлемо использовать уравнение, аналогичное первому закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех потоков газа сходящихся в узле включая узловые расходы газа равна нулю. Потокам, подходящим к узлу, присваивается знак плюс, а выходящим – минус, другими словами, сколько газа входит в узловую точку столько и должно из нее выходить. То есть при выборе схемы потокораспределения для тройников (крестовин) распределительной газовой сети входящий или выходящий поток ни на одном участке, примыкающим к тройнику (крестовине), не может быть равен нулю.

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Кроме этого согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют транзитной. Тем самым расход газа, проходящий по участку, включает в себя как путевую, так и транзитную нагрузку, такой расход принято называть расчетным.

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (34)$$

где Q_P - расчетный расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_T - транзитный расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

k - поправочный коэффициент к путевому расходу газа, учитывающий что в начале участка значение путевого расхода газа составляет 100% от Q_{Π} , а в конце участка 0% от Q_{Π} ;

Q_{Π} - путевой расход газа на участке, м³/ч.

Транзитный расход газа - это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Путевой расход газа - это расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

$$Q_{\Pi} = g_{уд} l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (35)$$

где $g_{уд}$ - удельный путевой расход газа на участке, м³/ч·м;

l - длина участка, м.

Удельный путевой расход газа на участке равен сумме удельных расходов газа питающих контуров (секторов), которые обслуживает данный участок.

Удельный путевой расход газа для питающих контуров (секторов) рассчитывается по формуле

$$g_{уд} = Q_i / l_i, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (36)$$

где Q_i - расход газа в питающем контуре (секторе), м³/ч;

l_i - длина рассматриваемого контура (сектора), м.

Для определения транзитного расхода газа необходимо учитывать путь движения газа, согласно схемы предварительного распределения потоков.

Транзитный расход газа рассчитывается по формуле

$$Q_{T_i} = \sum (Q_{T_{i+1}} + Q_{\Pi_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

где Q_{T_i} - транзитный расход газа рассматриваемого участка, м³/ч;

$Q_{T_{i+1}}$ - транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, м³/ч;

$Q_{\Pi_{i+1}}$ - путевой расход газа на следующем участке по ходу движения, м³/ч.

При расчете транзитного расхода газа на участке необходима знать транзитный и путьевой расход газа на следующем участке по ходу движения газа.

Расчет удельного путьевого расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (36) и сведен в таблицу 12.

Таблица 12 - Удельные путьевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путьевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №1	2	23,3	86,2	2900	0,0297
	4	23,9			
	7	15,1			
	10	23,9			
Контур №2	14	50,6	236,2	2950	0,0801
	15	73,1			
	17	61,9			
	18	50,6			
Контур №3	20	45	84,4	2250	0,0375
	22	39,4			
Контур №4	1	22	73,6	3250	0,0223
	3	17,6			
	6	12			
	9	22			
Сектор №1	11	56,3	112,6	1100	0,1024
	12	56,3			
Сектор №2	13	67,4	67,4	700	0,0963
Сектор №3	16	67,4	67,4	1050	0,0642
Сектор №4	19	39,4	39,4	1350	0,0292
Сектор №5	21	45	45	1150	0,0391
Сектор №6	23	50,6	50,6	600	0,0843

Окончание таблицы 12

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путьевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Сектор №7	24	67,4	123,7	1200	0,1031
	25	56,3			

Сектор №8	26	45	45	650	0,0692
Сектор №9	5	20,8	38,4	1500	0,0256
	8	17,6			
Сектор №10	29	39,4	39,4	1350	0,0292
Сектор №11	28	67,4	67,4	550	0,1225
Сектор №12	27	61,9	61,9	750	0,0825

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (35) и сведен в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	250	Контур №1, Сектор №9	0,0297+0,0256=0,0553	13,8
2-3	300	Контур №1, Сектор №9	0,0297+0,0256=0,0553	16,6
3-4	250	Контур №1, Сектор №7	0,0297+0,1031=0,1328	7,4
4-5	400	Контур №1, Сектор №7	0,0297+0,1031=0,1328	53,1
5-6	250	Контур №1, Контур №4	0,0297+0,0223=0,052	13,1
6-7	250	Контур №1, Контур №4	0,0297+0,0223=0,052	5,7
7-8	250	Контур №1, Контур №4	0,0297+0,0223=0,052	13,1
8-9	250	Контур №1, Контур №4	0,0297+0,0223=0,052	13,1
9-10	550	Контур №1	0,0297	16,3
10-11	250	Контур №1, Сектор №10	0,0297+0,0292=0,0589	14,7
1-11	150	Контур №1, Сектор №9	0,0297+0,0256=0,0553	8,3
12-13	200	Контур №2, Сектор №3	0,0801+0,0642=0,1443	28,9
13-14	250	Контур №2, Сектор №2	0,0801+0,0963=0,1764	44,1
14-15	200	Контур №2	0,0801	16,0
15-16	200	Контур №2, Сектор №1	0,0801+0,1024=0,1825	36,5
16-17	200	Контур №2, Сектор №1	0,0801+0,1024=0,1825	36,5
17-18	200	Контур №2, Сектор №1	0,0801+0,1024=0,1825	36,5
18-19	150	Контур №2, Сектор №12	0,0801+0,0825=0,1626	24,4
19-20	250	Контур №2, Контур №4	0,0801+0,0223=0,1024	25,7
20-21	150	Контур №2, Контур №4	0,0801+0,0223=0,1024	15,4
21-22	150	Контур №2, Контур №4	0,0801+0,0223=0,1024	15,4
22-23	150	Контур №2, Контур №4	0,0801+0,0223=0,1024	15,4

Окончание таблицы 13

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
23-24	300	Контур №2, Контур №3	0,0801+0,0375=0,1176	35,3

24-25	300	Контур №2, Контур №3	$0,0801+0,0375=0,1176$	35,3
12-25	250	Контур №2, Сектор №3	$0,0801+0,0375=0,1176$	36,1
23-26	150	Контур №3, Контур №2	$0,0375+0,0801=0,1176$	9,0
26-27	200	Контур №3, Контур №2	$0,0375+0,0801=0,1176$	12,0
27-28	100	Контур №3, Сектор №7	$0,0375+0,1031=0,1406$	14,1
28-29	100	Контур №3, Сектор №7	$0,0375+0,1031=0,1406$	14,1
29-30	300	Контур №3, Сектор №6	$0,0375+0,0843=0,1218$	36,6
30-31	300	Контур №3, Сектор №6	$0,0375+0,0843=0,1218$	36,6
31-32	250	Контур №3, Сектор №5	$0,0375+0,0391=0,0766$	19,2
25-32	250	Контур №3, Сектор №4	$0,0375+0,0292=0,0667$	16,7
9-19	600	Контур №4, Сектор №12	$0,0223+0,0825=0,1048$	63,1
5-27	600	Контур №4, Сектор №7	$0,0223+0,1031=0,1254$	75,4
15-44	500	Сектор №1	0,1024	51,2
13-42	300	Сектор №2, Сектор №3	$0,0963+0,0375=0,1338$	48,1
42-43	150	Сектор №2	0,0963	14,4
25-40	300	Сектор №3, Сектор №4	$0,0375+0,0292=0,0667$	28,0
40-41	250	Сектор №4	0,0292	7,3
32-33	550	Сектор №4, Сектор №5	$0,0292+0,0391=0,0683$	37,6
31-34	350	Сектор №5	0,0391	13,7
3-36	250	Сектор №9, Сектор №8	$0,0256+0,0692=0,0948$	23,7
36-37	400	Сектор №8	0,0692	27,7
11-38	550	Сектор №9, Сектор №10	$0,0256+0,0292=0,0548$	30,1
10-39	550	Сектор №10, Сектор №11	$0,0292+0,1225=0,1517$	83,5
29-35	250			14,7

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (38) и сведен в таблицу 14.

Таблица 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	13,8	2-3		$16,6+232,2=248,8$
2-3	16,6	3-4, 3-36		$7,4+173,4+23,7+27,7=232,2$

Продолжение таблицы 14

Номер участка	Путевой расход	Номер участка для определения транзитного	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
---------------	----------------	---	----------------	---

	газа, м ³ /ч	расхода газа (котельной)		
3-4	7,4	4-5		53,1+120,3=173,4
4-5	53,1	5-6, 5-27		13,1+5,7+75,4+26,1=120,3
5-6	13,1	6-7		5,7
6-7	5,7	нет		-
7-8	13,1	нет		-
8-9	13,1	7-8		13,1
9-10	16,3	8-9, 9-19		13,1+13,1+63,1+20,9=110,1
10-11	14,7	9-10, 10-39		16,3+110,1+83,5=209,9
1-11	8,3	10-11, 11-38		14,7+209,9+30,1=254,8
12-13	28,9	13-14, 13-42		44,1+205,9+48,1+14,4=312,5
13-14	44,1	14-15		16,0+189,9=205,9
14-15	16,0	15-16, 15-44		36,5+102,2+51,2=189,9
15-16	36,5	16-17		36,5+65,7=102,2
16-17	36,5	17-18		36,5+29,2=65,7
17-18	36,5	18-19		24,4+4,8=29,2
18-19	24,4	19-20	0,188	25,7*0,188=4,8
19-20	25,7	нет		-
20-21	15,4	нет		-
21-22	15,4	20-21		15,4
22-23	15,4	21-22		15,4+15,4=30,8
23-24	35,3	22-23, 23-26		15,4+30,8+9,0=55,2
24-25	35,3	23-24		35,3+55,2=90,5
12-25	36,1	24-25, 25-32,25-40		35,3+90,5+16,7+172,3+28+7,3=350,1
23-26	9,0	нет		-
26-27	12,0	нет		-
27-28	14,1	нет		-
28-29	14,1	нет		-
29-30	36,6	28-29, 29-35		14,1+14,7=28,8
30-31	36,6	29-30		36,6+28,9=65,3
31-32	19,2	30-31, 31-34		36,6+65,3+13,7=115,6
25-32	16,7	31-32, 32-33		19,2+115,6+37,6=172,3
9-19	63,1	18-19, 19-20	0,812	(24,4+4,8+25,7)*0,812=20,9
5-27	75,4	26-27, 27-28		12+14,1=26,1
15-44	51,2	нет		-
13-42	48,1	42-43		14,4
42-43	14,4	нет		-
25-40	28,0	40-41		7,3
40-41	7,3	нет		-
32-33	37,6	нет		-

Окончание таблицы 14

Номер участка	Путево й	Номер участка для определения	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
---------------	-------------	----------------------------------	----------------	---

а	расход газа, м ³ /ч	транзитного расхода газа (котельной)		
31-34	13,7	нет		-
3-36	23,7	36-37		27,7
36-37	27,7	нет		-
11-38	30,1	нет		-
10-39	83,5	нет		-
29-35	14,7	нет		-

При выполнении гидравлического расчета сети низкого давления, если сеть обслуживают несколько ГРП, необходимо учитывать, чтобы давление газа в узловых точках слияния потоков газа, идущих от разных ГРП, было одинаковым. Этого можно добиться, только изменяя нагрузку на ГРП (уменьшая или увеличивая), при этом общий расход газа на сеть должен оставаться постоянным. Изменение нагрузки на ГРП влияет как на транзитный, так и на расчетный расход газа на участках.

Расчетный расход газа на участках слияния потоков газа от разных ГРП определяется по формуле

$$Q_P = k_{II} \cdot Q_{II} + (k_D Q_T), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (39)$$

где Q_P - расчетный расход газа на участке слияния потоков газа от разных ГРП, м³/ч;

Q_T - транзитный расход газа на участке, м³/ч;

k_{II} - поправочный коэффициент к путевому расходу газа, учитывающий что в начале участка значение путевого расхода газа составляет 100% от Q_{II} , а в конце участка 0% от Q_{II} ;

Q_{II} - путевой расход газа на участке, м³/ч.

k_D - поправочный коэффициент к транзитному расходу газа, для увязки давлений газа в узловых точках, определяется путем математического (компьютерного) моделирования работы газовой сети низкого давления.

Согласно схеме распределения потоков газа, приведенной в приложении А, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой

сети. На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 15.

Таблица 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	13,8	0,55	248,8	256,4
2-3	16,6	0,55	232,2	241,4
3-4	7,4	0,55	173,4	177,5
4-5	53,1	0,55	120,3	149,5
5-6	13,1	0,55	5,7	12,9
6-7	5,7	0,55	0	3,1
7-8	13,1	0,55	0	7,2
8-9	13,1	0,55	13,1	20,3
9-10	16,3	0,55	110,1	119,1
10-11	14,7	0,55	209,9	218,0
1-11	8,3	0,55	254,8	259,4
12-13	28,9	0,55	312,5	328,4
13-14	44,1	0,55	205,9	230,1
14-15	16,0	0,55	189,9	198,7
15-16	36,5	0,55	102,2	122,3
16-17	36,5	0,55	65,7	85,8
17-18	36,5	0,55	29,2	49,3
18-19	24,4	0,55	4,8	18,2
19-20	25,7	0,55	0	14,1
20-21	15,4	0,55	0	8,5
21-22	15,4	0,55	15,4	23,9
22-23	15,4	0,55	30,8	39,3
23-24	35,3	0,55	55,2	74,6
24-25	35,3	0,55	90,5	109,9
12-25	36,1	0,55	350,1	369,9
23-26	9,0	0,55	0	5,0
26-27	12,0	0,55	0	6,6
27-28	14,1	0,55	0	7,7
28-29	14,1	0,55	0	7,7
29-30	36,6	0,55	28,8	48,9
30-31	36,6	0,55	65,3	85,4
31-32	19,2	0,55	115,6	126,1
25-32	16,7	0,55	172,3	181,5

Окончание таблицы 15

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	<i>k_П</i>	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
9-19	63,1	0,55	20,9	55,6
5-27	75,4	0,55	26,1	67,6
15-44	51,2	0,55	0	28,2
13-42	48,1	0,55	14,4	40,9
42-43	14,4	0,55	0	7,9
25-40	28,0	0,55	7,3	22,7
40-41	7,3	0,55	0	4,0
32-33	37,6	0,55	0	20,7
31-34	13,7	0,55	0	7,5
3-36	23,7	0,55	27,7	40,7
36-37	27,7	0,55	0	15,2
11-38	30,1	0,55	0	16,6
10-39	83,5	0,55	0	45,9
29-35	14,7	0,55	0	14,7

Таблица 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$	$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Re	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	256,4	41675	0,0221	223	0,8691
	2-3		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	241,4	39225	0,0225	241	0,9965
	3-4		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	177,5	28845	0,0243	117	0,6595
	4-5		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	149,5	24296	0,0253	139	0,9277
	5-6	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	12,9	4186	0,0393	32	2,4939
	6-7	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	3,1	1013	0,0632	3	0,9693
	7-8	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	-7,2	2344	0,0332	-8	1,1787
	8-9	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	-20,3	6605	0,0351	-71	3,5108
	9-10		550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-119,1	19361	0,0268	-128	1,0759
	10-11		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-218,0	35435	0,0231	-168	0,7695
	1-11		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-259,4	42151	0,0221	-136	0,5259
$\Delta = \frac{242}{0,5 \cdot 1266} 100\% = 38,24\%, \quad \sum \Delta Q_k = -22,84 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum 242$	$\sum 13,98$
								$\sum/\Delta P = 1266$	
К2	12-13		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	328,4	53372	0,0208	275	0,8370
	13-14		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	230,1	37398	0,0228	184	0,8013
	14-15		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	198,7	32286	0,0236	114	0,5741
	15-16		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	122,3	19869	0,0266	49	0,3989
	16-17		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	85,8	13939	0,0291	26	0,3058
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	49,3	8010	0,0334	10	0,2018
	18-19		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-18,2	2965	0,0359	-1	0,0602
	19-20	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	14,1	2295	0,0330	1	0,0713
	20-21	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-8,5	1377	0,0465	0	0,0362

Продолжение таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> x <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	<i>λ</i>	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
	21-22	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-23,9	3881	0,0393	-2	0,0861
	22-23	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-39,3	6385	0,0354	-5	0,1277
	23-24	К3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-74,6	12131	0,0301	-31	0,4133
	24-25	К3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-109,9	17863	0,0274	-61	0,5525
	12-25		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-369,9	60115	0,0202	-423	1,1439
$\Delta = \frac{136}{0,5 \cdot 1182} 100\% = 23,02\%, \quad \sum \Delta Q_K = -10,7 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum 136$	$\sum 5,61$
								$\sum/\Delta P = 1182$	
К3	23-24	К2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	74,6	12131	0,0301	31	0,4133
	24-25	К2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	109,9	17863	0,0274	61	0,5525
	23-26	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	5,0	807	0,0794	0	0,0362
	26-27	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-6,6	1075	0,0595	0	0,0482
	27-28		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	7,7	1257	0,0509	0	0,0241
	28-29		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-7,7	1257	0,0509	0	0,0241
	29-30		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-48,9	7941	0,0335	-15	0,3008
	30-31		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-85,4	13881	0,0291	-39	0,4572

	31-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-126,1	20493	0,0264	-64	0,5103
	25-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-181,5	29491	0,0241	-122	0,6705
$\Delta = \frac{-148}{0,5 \cdot 332} 100\% = -89,3\%, \sum \Delta Q_K = 22,23 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma -148$	$\Sigma 3,04$
								$\Sigma / \Delta P / = 332$	
К4	5-6	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	-12,9	4186	0,0393	-32	2,4939
	6-7	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	-3,1	1013	0,0632	-3	0,9693
	7-8	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	7,2	2344	0,0332	8	1,1787

Окончание таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$	$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Re	α	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P / Q_p$
	8-9	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	20,3	6605	0,0351	71	3,5108
	9-19		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-55,6	9029	0,0325	-37	0,6624
	19-20	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-14,1	2295	0,0330	-1	0,0713
	20-21	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	8,5	1377	0,0465	0	0,0362
	21-22	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	23,9	3881	0,0393	2	0,0861
	22-23	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	39,3	6385	0,0354	5	0,1277
	23-26	К3	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	-5,0	807	0,0794	0	0,0362
	26-27	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	6,6	1075	0,0595	0	0,0482
	5-27		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3(153,4)	67,6	10983	0,0309	52	0,7672
$\Delta = \frac{66}{0,5 \cdot 212} 100\% = 62,34\%, \sum \Delta Q_K = -22,15 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma 66$	$\Sigma 9,99$
								$\Sigma / \Delta P / = 212$	

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{242}{1,75 \cdot 13,98} = -9,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{136}{1,75 \cdot 5,61} = -13,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-148}{1,75 \cdot 3,04} = 27,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{66}{1,75 \cdot 9,99} = -3,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K = -9,9 + \frac{((2,4939 + 0,9693 + 1,1787 + 3,5108) \cdot (-3,8))}{13,98} = -12,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 2

$$\Delta Q_K = -13,9 + \frac{((0,0713 + 0,5525) \cdot 27,9 + (0,0713 + 0,0362 + 0,0861 + 0,1277) \cdot (-3,8))}{5,61} =$$

$$= -9,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K = 27,9 + \frac{((0,4133 + 0,5525) \cdot (-9,3) + (0,0362 \cdot 0,0482) \cdot (-3,8))}{3,04} = 24,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 4

$$\Delta Q_K = -3,8 + \frac{((2,4939 + 0,9693 + 1,1787 + 3,5108) \cdot (-12,1) + (0,0713 + 0,0362 + 0,0861 + 0,1277) \cdot$$

$$\cdot (-9,3) + (0,0362 + 0,0482) \cdot 24,9)}{9,99} = -13,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Аналогично проводим расчеты при последующих приближениях и определяем поправочный расход для каждого кольца в каждом потреблении. Результаты расчета сведены в таблицу 17.

На основании девяти приближений определены поправочные расходы, которые занесены в представленную таблицу и используются в окончательных расчетах.

Таблица 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Шестое приближение
Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	38,24	22,71	10,59	4,92	2,33	1,09	0,52
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-9,90	-5,86	-2,70	-1,24	-0,59	-0,27	-0,13
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-12,11	-5,73	-2,66	-1,24	-0,59	-0,28	-0,13
Кольцо 2							
Ошибка в кольце, %	23,02	0,59	0,55	0,28	0,13	0,06	0,03
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-13,86	-0,35	-0,33	-0,17	-0,08	-0,03	-0,02
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-9,27	-0,62	-0,41	-0,21	-0,10	-0,04	-0,02
Кольцо 3							
Ошибка в кольце, %	-89,30	4,44	1,31	0,66	0,32	0,15	0,07
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	27,91	-1,33	-0,39	-0,20	-0,10	-0,05	-0,02
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	24,86	-1,55	-0,54	-0,28	-0,13	-0,06	-0,03
Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	62,34	-3,64	-1,17	-0,10	-0,04	0,12	0,06
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-3,79	0,23	0,07	0,01	0,00	-0,01	0,00
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-13,76	-4,40	-2,08	-1,00	-0,47	-0,23	-0,11

Окончание таблицы 17

Наименование показателя	Седьмое приближение	Восьмое приближение	Девятое приближение	Итого
Кольцо 1				
Ошибка в кольце, %	0,25	0,12	0,06	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-0,06	-0,03	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-0,06	-0,03	-0,01	-22,84
Кольцо 2				
Ошибка в кольце, %	0,01	0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-0,01	0,00	0,00	-10,70
Кольцо 3				
Ошибка в кольце, %	0,03	0,02	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-0,01	-0,01	0,00	22,23
Кольцо 4				
Ошибка в кольце, %	0,03	0,01	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-0,05	-0,03	-0,01	-22,15

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{\text{уч}} / , \text{ кПа},$$

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

P_i - давление газа в предыдущей узловой точке по ходу движения газа, кПа;

$/ \Delta P_{\text{уч}} /$ - потери давления газа на участках газовой сети от предыдущей узловой точки до рассматриваемой, при условии, что газ движется в одном направлении, кПа.

Таблица 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_p , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{вч}$, м ³ /ч	Q_p^{II} , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	256,4	-22,8	233,6	37963	0,0227	189	0,8103
	2-3		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	241,4	-22,8	218,5	35513	0,0230	202	0,9249
	3-4		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	177,5	-22,8	154,7	25133	0,0251	92	0,5947
	4-5		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	149,5	-22,8	126,7	20584	0,0264	104	0,8192
	5-6	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	12,9	-0,7	12,2	3960	0,0396	29	2,3721
	6-7	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	3,1	-0,7	2,4	787	0,0813	2	0,9693
	7-8	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	-7,2	-0,7	-7,9	2570	0,0342	-11	1,3329
	8-9	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	-20,3	-0,7	-21,0	6831	0,0348	-76	3,6007
	9-10		550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-119,1	-22,8	-142,0	23073	0,0257	-174	1,2272
	10-11		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-218,0	-22,8	-240,9	39147	0,0225	-200	0,8292
1-11		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-259,4	-22,8	-282,2	45863	0,0216	-158	0,5603	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1237} \cdot 100\% = 0,03\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 14,04$	
									$\Sigma/\Delta P = 1237$		
К2	12-13		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	328,4	-10,7	317,7	51634	0,0210	259	0,8165
	13-14		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	230,1	-10,7	219,4	35660	0,0230	170	0,7732
	14-15		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	198,7	-10,7	188,0	30548	0,0239	104	0,5508
	15-16		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	122,3	-10,7	111,6	18130	0,0273	42	0,3724
	16-17		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	85,8	-10,7	75,1	12201	0,0301	21	0,2767
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	49,3	-10,7	38,6	6271	0,0356	6	0,1680
	18-19		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-18,2	-10,7	-28,9	4703	0,0382	-3	0,1015
	19-20	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	14,1	11,5	25,6	4156	0,0394	4	0,1542

Продолжение таблицы 18

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$		$\Delta Q_{vч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_p^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	Re	α	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_p$
	20-21	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-8,5	11,5	3,0	484	0,1323	0	0,0362
	21-22	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-23,9	11,5	-12,4	2020	0,0316	0	0,0361
	22-23	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-39,3	11,5	-27,8	4524	0,0386	-3	0,0986
	23-24	К3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-74,6	-32,9	-107,6	17482	0,0275	-58	0,5436
	24-25	К3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-109,9	-32,9	-142,8	23215	0,0256	-96	0,6724
	12-25		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-369,9	-10,7	-380,6	61853	0,0201	-445	1,1686
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1211} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 5,77$
										$\Sigma/\Delta P = 1211$	
К3	23-24	К2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	74,6	32,9	107,6	17482	0,0275	58	0,5436
	24-25	К2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	109,9	32,9	142,8	23215	0,0256	96	0,6724
	23-26	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	5,0	44,4	49,3	8019	0,0334	7	0,1515
	26-27	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-6,6	44,4	37,8	6137	0,0357	6	0,1653
	27-28		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	7,7	22,2	30,0	4870	0,0379	2	0,0695
	28-29		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-7,7	22,2	14,5	2357	0,0333	0	0,0295
	29-30		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-48,9	22,2	-26,6	4328	0,0390	-5	0,1908
	30-31		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-85,4	22,2	-63,2	10268	0,0314	-23	0,3647
	31-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-126,1	22,2	-103,9	16880	0,0278	-46	0,4412
	25-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-181,5	22,2	-159,2	25878	0,0249	-97	0,6079
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 342} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 3,2364$
										$\Sigma/\Delta P = 342$	
К4	5-6	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	-12,9	0,7	-12,2	3960	0,0396	-29	2,3721

Окончание таблицы 18

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_p , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	Q_p^II , м ³ /ч	Re	α	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
	6-7	K1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	-3,1	0,7	-2,4	787	0,0813	-2	0,9693
	7-8	K1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	7,2	0,7	7,9	2570	0,0342	11	1,3329
	8-9	K1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7	20,3	0,7	21,0	6831	0,0348	76	3,6007
	9-19		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-55,6	-22,1	-77,7	12628	0,0298	-66	0,8519
	19-20	K2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-14,1	-11,5	-25,6	4156	0,0394	-4	0,1542
	20-21	K2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	8,5	-11,5	-3,0	484	0,1323	0	0,0362
	21-22	K2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	23,9	-11,5	12,4	2020	0,0316	0	0,0361
	22-23	K2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	39,3	-11,5	27,8	4524	0,0386	3	0,0986
	23-26	K3	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	-5,0	-44,4	-49,3	8019	0,0334	-7	0,1515
	26-27	K3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	6,6	-44,4	-37,8	6137	0,0357	-6	0,1653
	5-27		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3	67,6	-22,1	45,4	7384	0,0341	26	0,5696
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 230} 100\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 10,34$
										$\Sigma/\Delta P = 230$	

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_B , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
15-44	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6(63,8)	28,2	10999	0,0309	602	4,467	3,865
13-42	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6(63,8)	40,9	15990	0,0281	695	4,741	4,045
42-43	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-50x3,7(42,6)	7,9	4649	0,0383	134	4,045	3,911
25-40	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7(53,6)	22,7	10559	0,0312	567	4,555	3,988
40-41	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-50x3,7(42,6)	4,0	2348	0,0332	50	3,988	3,938
32-33	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6(63,8)	20,7	8075	0,0334	386	4,458	4,073
31-34	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-50x3,7(42,6)	7,5	4408	0,0388	286	4,413	4,127
3-36	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6(63,8)	40,7	15916	0,0282	575	4,609	4,034
36-37	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6(63,8)	15,2	5951	0,0360	164	4,034	3,869
11-38	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7(53,6)	16,6	7708	0,0338	600	4,842	4,242
10-39	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7(76,6)	45,9	14938	0,0286	654	4,642	3,988
29-35	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7(53,6)	14,7	6837	0,0348	309	4,384	4,075

Таблица 20 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
1-2	239,8	226,0	5,000	4,811
2-3	226,0	209,4	4,811	4,609
3-4	158,0	150,6	4,609	4,517
4-5	150,6	97,4	4,517	4,413
5-6	18,1	5,0	4,413	4,384
6-7	5,0	-0,7	4,384	4,382
7-8	13,8	0,7	4,392	4,382
8-9	26,9	13,8	4,468	4,392
9-10	149,3	133,0	4,642	4,468
10-11	247,5	232,8	4,842	4,642
1-11	285,9	277,6	5,000	4,842
12-13	330,7	301,9	5,000	4,741
13-14	239,3	195,2	4,741	4,571
14-15	195,2	179,2	4,571	4,467
15-16	128,0	91,5	4,467	4,426
16-17	91,5	55,0	4,426	4,405
17-18	55,0	18,5	4,405	4,399
18-19	5,9	-18,5	4,402	4,399
19-20	43,0	17,3	4,402	4,402
20-21	11,5	-4,0	4,398	4,397
21-22	19,4	4,0	4,398	4,398
22-23	34,8	19,4	4,401	4,398
23-24	123,4	88,2	4,459	4,401
24-25	158,7	123,4	4,555	4,459
12-25	396,8	360,8	5,000	4,555
23-26	53,4	44,4	4,401	4,393
26-27	44,4	32,3	4,393	4,387
27-28	36,3	22,2	4,387	4,385
28-29	22,2	8,2	4,385	4,384
29-30	43,1	6,5	4,390	4,384
30-31	79,6	43,1	4,413	4,390
31-32	112,5	93,3	4,458	4,413
25-32	166,7	150,1	4,555	4,458
9-19	106,1	43,0	4,468	4,402
5-27	79,4	3,9	4,413	4,387

1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [15]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и

диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа. Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 3 графической части.

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и перепада квадрата давления на участке, $\text{кПа}^2/\text{м}$, которое определяется по формуле

$$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}} = 1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{Q_{\text{уч}}^2}{d^5} \rho l_{\text{уч}}, \text{ МПа}^2, \quad (41)$$

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{\text{уч}}$ - расход газа на участке газовой сети, $\text{м}^3/\text{ч}$;

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$l_{\text{уч}}$ - длина участка газопровода, м.

Расчет распределительной газовой сети среднего давления сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условие

$$p_{K.\text{уч}} > p_K, \quad (42)$$

где $p_{K.\text{уч}}$ – давление газа в конце участка, кПа ;

p_K – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа .

Давление газа в конце ответвления, кПа , рассчитывается по формуле

$$p_{K.\text{уч}} = \sqrt{p_{H.\text{уч}}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}}, \quad (43)$$

где $p_{H.\text{уч}}$ – давление газа в начале участка, кПа ;

$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}$ – потери квадрата давления газа на участке, кПа^2 .

Давление газа перед ответвлением, кПа , рассчитывается по формуле

$$p_{H.\text{уч}} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C}, \quad (44)$$

где p_H – начальное давление газа после головного ГРП, кПа ;

$\sum \Delta P_C$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа^2 .

Диаметры ответвлений рассчитываются из условия наименьшего давления газа перед ответвлением. Диаметры ответвлений принимаются не менее 50 мм.

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

$$d_p^{OTB} = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_{OTB}^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см,} \quad (45)$$

где d_p^{OTB} - расчетный внутренний диаметр ответвления, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети;

B, n, m - коэффициенты, зависящие от материала газопровода, для стальных труб $B=0,022, n=5, m=2$;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

Q_{OTB} - расход газа, проходящий по ответвлению, м³/ч;

$\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение, МПа/м – для сетей среднего давления.

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

$$A = 6,34 \cdot 10^{-5} / p_{H.OTB}, \quad (46)$$

где $p_{H.OTB}$ - начальное давление газа в ответвлении, МПа;

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1l_{OTB}}, \text{ МПа/м,} \quad (47)$$

где $\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение в ответвлении, МПа/м;

$\Delta P_{доп}$ - допустимые потери давления в ответвлении, МПа;

l_{OTB} – длина участка ответвления, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{доп} = p_{H.OTB} - p_K, \text{ МПа,} \quad (48)$$

где $p_{H.OTB}$ – начальное давление газа в ответвлении, МПа;

p_K – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

В том случае если ориентировочные диаметры ответвлений получаются равными или большими чем диаметры участков кольца, первоначально принимается на участке диаметр ответвления меньше, чем диаметр кольца и определяется конечное давление газа в ответвлении.

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{к.отв} - p_{к} > 0 \quad (49)$$

где $p_{к.отв}$ - конечное давление газа в ответвлении, МПа;

$p_{к}$ – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 19.

Таблица 22 - Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$, мм	Длина участка, l , м	Расход газа на участке, , $Q_{уч}$, м ³ /ч	Re	λ	Потери давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)$, МПа ²	Давление газа на участке	
							p_H , МПа	p_K , МПа
ГРС-1	127x5	300	2253,1	480075	0,0195	0,0143	0,28	0,253
1-2	108x5	200	1426,3	362827	0,0205	0,0097	0,253	0,233
2-3	89x5	120	778,4	245646	0,0218	0,0054	0,233	0,221
2-4	89x5	800	647,9	204444	0,0220	0,0253	0,233	0,171
1-ГРУ №1 (Ц.К)	60x5	30	826,8	412235	0,0237	0,0164	0,253	0,218
3-ГПР №2	102x5	1880	727,5	197142	0,0214	0,0340	0,221	0,122
3-ГРУ №2 (К2)	60x5	800	50,9	25378	0,0288	0,0020	0,221	0,217
4-ГРП №1	60x5	10	525,8	262143	0,0240	0,0022	0,171	0,164
4-ГРУ №3 (К3)	60x5	940	122,1	60878	0,0260	0,0123	0,171	0,130

1.12 Подбор газорегуляторных пунктов, газорегуляторной станции и газорегуляторных установок

Для снижения давления газа, поступающего в село из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

С учетом планировки поселка городского типа, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются 2 сетевых газорегуляторных пункта.

В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП их разделяют на ГРП среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа и ГРП высокого давления с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (ГРУ) (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРС	600	280	2253,1
ГРП №1	171	164	525,8
ГРП №2	221	122	727,5
ГРУ №1(Ц.К.)	253	218	826,8
ГРУ №2(К2)	221	217	50,9
ГРУ №3(К3)	171	130	122,1

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем следующие газорегуляторные пункты:

– ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК-2В-100/50;

– ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50/11;

– ГРП №2 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50/20;

– ГРУ №1 Центральная котельная – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-50/20;

– ГРУ №2 Котельная администрации – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-32/4;

– ГРУ №3 Котельная больницы – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-50/8.

После подбора типовых газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике.

Регулятор давления РДУК-2В-100/50, стабильно работает с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} \cdot 100, \quad (50)$$

где Q_P – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч;

Q_{\max} – максимальная пропускная способность регулятора, м³/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (51)$$

где f – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см²;

φ – коэффициент, зависящий от отношения p_2/p_1 ;

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_p} 100, \quad (52)$$

где Q – требуемая пропускная способность регулятора, м³/ч;

Q_p – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч.

На выбор регулятора давления РД-32 и РД-50 влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа ($p_2/p_1 > 0,5$), а при определенном перепаде наступает критическое истечение газа ($p_2/p_1 < 0,5$), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа, p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-32М и РД-50М определяется по формулам

$$\text{при } (p_2/p_1 > 0,5) \quad Q_p = 0,031 Q_{II} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_g}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (53)$$

$$\text{при } (p_2/p_1 < 0,5) \quad Q_p = 0,0157 Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_g}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (54)$$

где Q_{II} – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа, (табл.1);

$\Delta p = p_1 - p_2$ расчетный перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, кПа;

ρ_g – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК-2В-100/50

Расчетный расход газа – 2253,1 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 600 кПа, абсолютное давление газа на входе 701 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 280 кПа, абсолютное давление газа на выходе 381 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 19,6 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При $p_2/p_1=381/701=0,54$ $\varphi =0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/50 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,755}} = 4788 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{2253,1}{4788} \cdot 100 = 47,06 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/50 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК-2В-100/50.

ГРП №1 – регулятор РД-50/11

Расчетный расход газа – 525,8 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 164 кПа, абсолютное давление газа на входе 265 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=265$ кПа и расчетном расходе газа $Q=525,8$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50/11, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=208$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/265=0,401$ кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 208 \cdot \sqrt{\frac{265}{0,755}} = 994 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/11 составляет

$$K_3 = \frac{525,8}{994} \cdot 100 \% = 52,87.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/11 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №2 – регулятор РД-50/20

Расчетный расход газа – 727,5 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 130 кПа, абсолютное давление газа на входе 231 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=231$ кПа и расчетном расходе газа $Q=727,5$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50/20, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=299$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/231=0,46$ кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 299 \cdot \sqrt{\frac{231}{0,755}} = 1248 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/11 составляет

$$K_3 = \frac{727,5}{1248} \cdot 100 \% = 58,32.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/20 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРУ №1 Центральная котельная – регулятор РД-50/20

Расчетный расход газа – 826,8 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 218 кПа, абсолютное давление газа на входе 320 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=320$ кПа и расчетном расходе газа $Q=826,8$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50/20, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=394$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=121/320=0,379$ кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 394 \cdot \sqrt{\frac{320}{0,755}} = 2277 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/11 составляет

$$K_3 = \frac{826,8}{2277} \cdot 100 \% = 36,3\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/20 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРУ №2 Котельная администрации – регулятор РД-32/4

Расчетный расход газа – 50,9 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 217 кПа, абсолютное давление газа на входе 318 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=318$ кПа и расчетном расходе газа $Q=50,9$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-32/4, диаметром седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П} = 31$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/318=0,334$ кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 31 \cdot \sqrt{\frac{318}{0,755}} = 181 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/11 составляет

$$K_3 = \frac{50,9}{181} \cdot 100 \% = 28,19 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-32/4 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРУ №3 Котельная больницы – регулятор РД-50/8

Расчетный расход газа – 122 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 130 кПа, абсолютное давление газа на входе 231 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,755 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=231$ кПа и расчетном расходе газа $Q=122$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50/8, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П} = 96$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/231=0,46$ кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 96 \cdot \sqrt{\frac{231}{0,755}} = 400 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/8 составляет

$$K_3 = \frac{122}{400} \cdot 100\% = 28,19\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50/8 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

1.13 Расчет неравномерности потребления газа

Все городские потребители – бытовые, коммунальные, общественные и промышленные – потребляют газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, календарным дням, а также по часам суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают: сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года; суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;

часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газооборудования зданий и промышленных цехов. В большинстве случаев теоретический учет влияния отдельных факторов на неравномерность потребления оказывается невозможным. Наиболее достоверный путь – это накопление и систематизация опытных данных в течение длительного периода. Только при достаточном количестве экспериментального материала можно говорить о надежных сведениях по режимам потребления.

Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а, следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Суммарные годовые графики потребления газа городами и экономическими районами являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Решение проблемы неравномерности потребления позволяет обеспечить надежность газоснабжения и повысить экономическую эффективность газоснабжающих систем.

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их

сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой.

Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле

$$Q = C(t_g - t_n)n, \quad (51)$$

где Q – количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода n ;

C – постоянная величина;

t_g – внутренняя температура;

t_n – наружная температура, средняя для периода n ;

n – число часов или суток стояния температуры t_n .

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18-20°C.

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным (СП 131.13330.2012).

Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитывают по формуле

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (52)$$

где $t_{срм}$ – среднемесячные температуры,

n_m – число отопительных дней в месяце.

Результаты расчета сведены в таблицу 21.

Таблица 24 – Расход газа по месяцам года, тыс. м³/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Центральная котельная	489,6	420,1	380,2	277,9	87,2	36,7	37,9	37,9	92,9	287,1	380,3	461,6
Котельная администрации	34,1	29,1	25,7	17,9	3,6	0,0	0,0	0,0	4,1	18,5	25,8	32,0
Котельная Больницы	46,7	39,8	44,9	39,8	34,8	33,0	29,3	30,2	32,5	38,9	40,3	47,6
КБП население	89,5	83,4	86,9	80,8	74,7	60,8	43,4	45,2	60,8	75,6	81,6	86,0
ОВ население	496,2	423,5	373,8	260,9	52,1	0,0	0,0	0,0	59,6	269,6	375,6	465,0
Хлебопекарня	9,0	7,7	8,7	7,7	6,7	6,4	5,7	5,8	6,3	7,5	7,8	9,2
Итого	1165,1	1003,6	920,1	685,0	259,0	136,8	116,3	119,1	256,2	697,3	911,5	1101,4

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика.

2. Технология возведения инженерных сооружений

2.1 Подготовительные работы

Строительство газопроводов начинается после получения разрешения на право проведения земляных работ на территории поселка городского типа. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ. Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках через 100-150 метров. Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций.

При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов производятся после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей выполняется в общем потоке с другими работами по укладке или перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводо-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

2.3 Монтаж газопроводов

Перед монтажом и укладкой должка быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов 15-20м опускают в траншею, укладывая плеть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

После укладки газопровода в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении; состояние защитного покрытия газопровода; фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сооружениями и их соответствие проектным расстояниям.

Если после укладки газопровода будет установлено наличие неплотного его прилегания ко дну траншей в отдельных местах, то в этих местах должна быть сделана подсыпка грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

2.4 Испытание газопроводов

Перед испытаниями на прочность и герметичность для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см² в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см² и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Изоляция предназначена защищать газопроводы от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Готовят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем. Затем горячую мастику 170-180°С наносят слоем 3 мм на трубу и обертывают армирующей лентой, например бризолом. Толщина изоляции соответствует типу. Если трубы изолированы липкими полимерными лентами, то и стыки изолируют ими же.

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительной-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы с давлением 0.1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0.1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1.5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ Ш-29-76 "Правила производства и приемке работ".

2.5 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером с последующим уплотнением грунта тактами. Восстанавливают растительный слой.

2.6. Сдача объекта в эксплуатацию

Законченный объект сдается приемочной комиссии. В ее состав входят: заказчик, представитель генподрядчика, эксплуатирующей организации, представитель Госгортехнадзора РФ., представитель проектной организации.

Генеральный подрядчик на объект системы газоснабжения представляет приемочной комиссии в 1-ом экземпляре след. исполнительную документацию:

- комплект рабочих чертежей со всеми согласованиями и изменениями;
- сертификаты заводов изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- технические паспорта заводов изготовителей на оборудование, покрытие, изолирующие фланцы, арматуру (свыше 100мм), инструкции заводов изготовителей по эксплуатации оборудования и приборов;
- строительный паспорт газопровода и протокола проверки качества сварных стыков и испытания газопроводов;
- акт разбивки и передачи трассы;
- акты приемки установок, скрытых и специальных работ;
- журнал учета работ.

Вся работа по монтажу газопровода должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02. 04-96 "Газоснабжение".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена разработка схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского типа, расход газа 7371,3 тыс. м³/год.

Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

В процессе выполнения работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двухступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и тупиковую сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,001%; подобрано оборудование ГРП, ГРУ и ГРС.

Расчеты выполнены с соблюдением норм и правил современного проектирования, учтены требования энергосберегающих мероприятий.

Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.
2. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб. - М.: Госстрой, 2004.
3. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. - М.: Госстрой, 2004.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - 5-е изд., стереотип. - Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.
5. Комина, Г. П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 - теплогазоснабжение и вентиляция/ Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010.
6. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
7. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
8. Колосов А.И. Моделирование потокораспределения на этапе развития структуры городских систем газоснабжения/ А.И. Колосов, М.Я. Панов, В.Г. Стогней/ Вестник ВГТУ. 2013. №3-1. с. 56-62.
9. Авласевич А.И. Гидравлический расчет внутренних газопроводов из медных труб/ А.И.Авласевич, И.Б. Оленев// Фундаментальные исследования. 2017. №9 (Ч.1). с.9-13
10. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
11. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. // Газоснабжение. М.: Изд-во АСИ, 2013. 472 с.

12. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.

13. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.

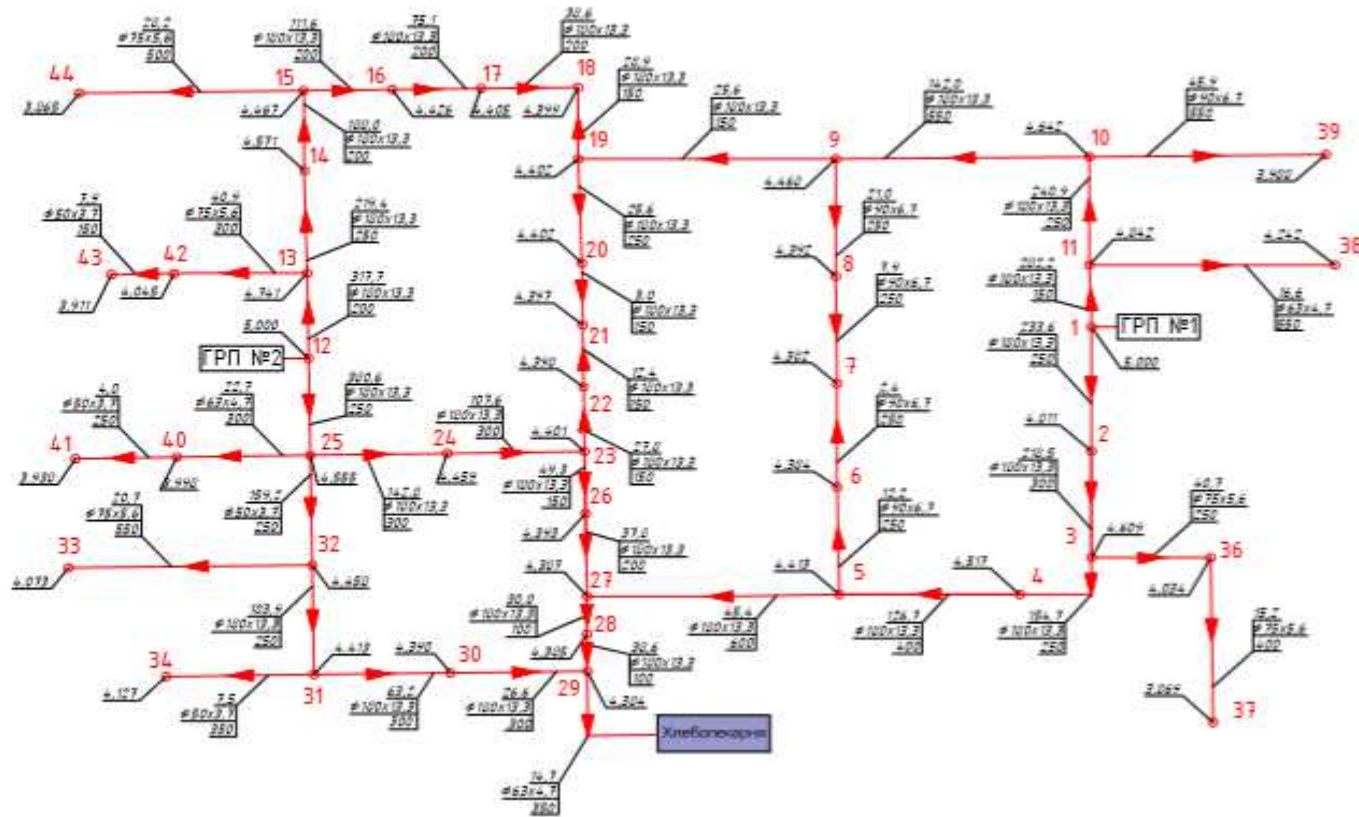
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

15. Газоснабжение. Гидравлический расчет газовой сети среднего давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

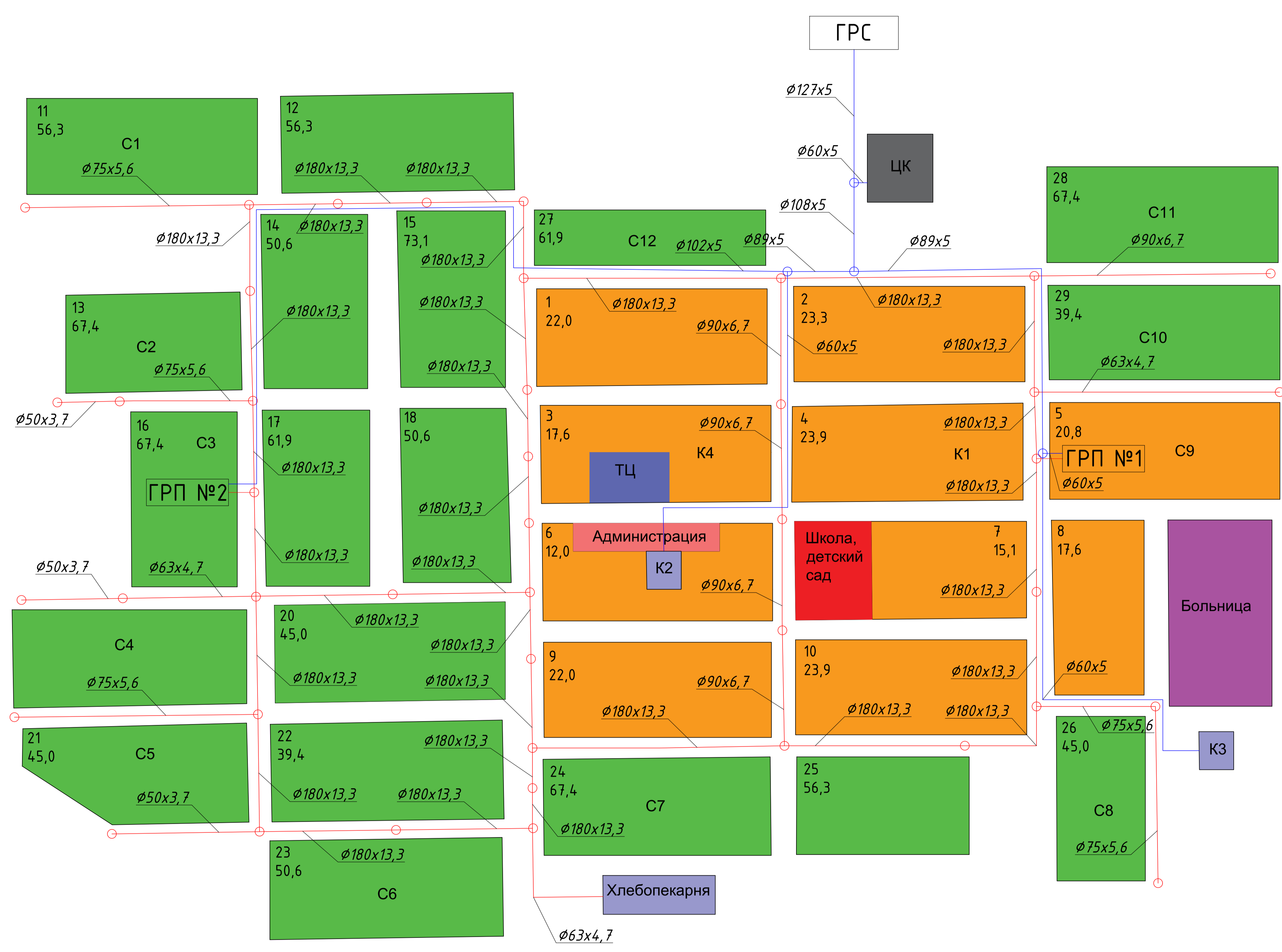
17. Технологические процессы в строительстве: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; 2013, 33с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления



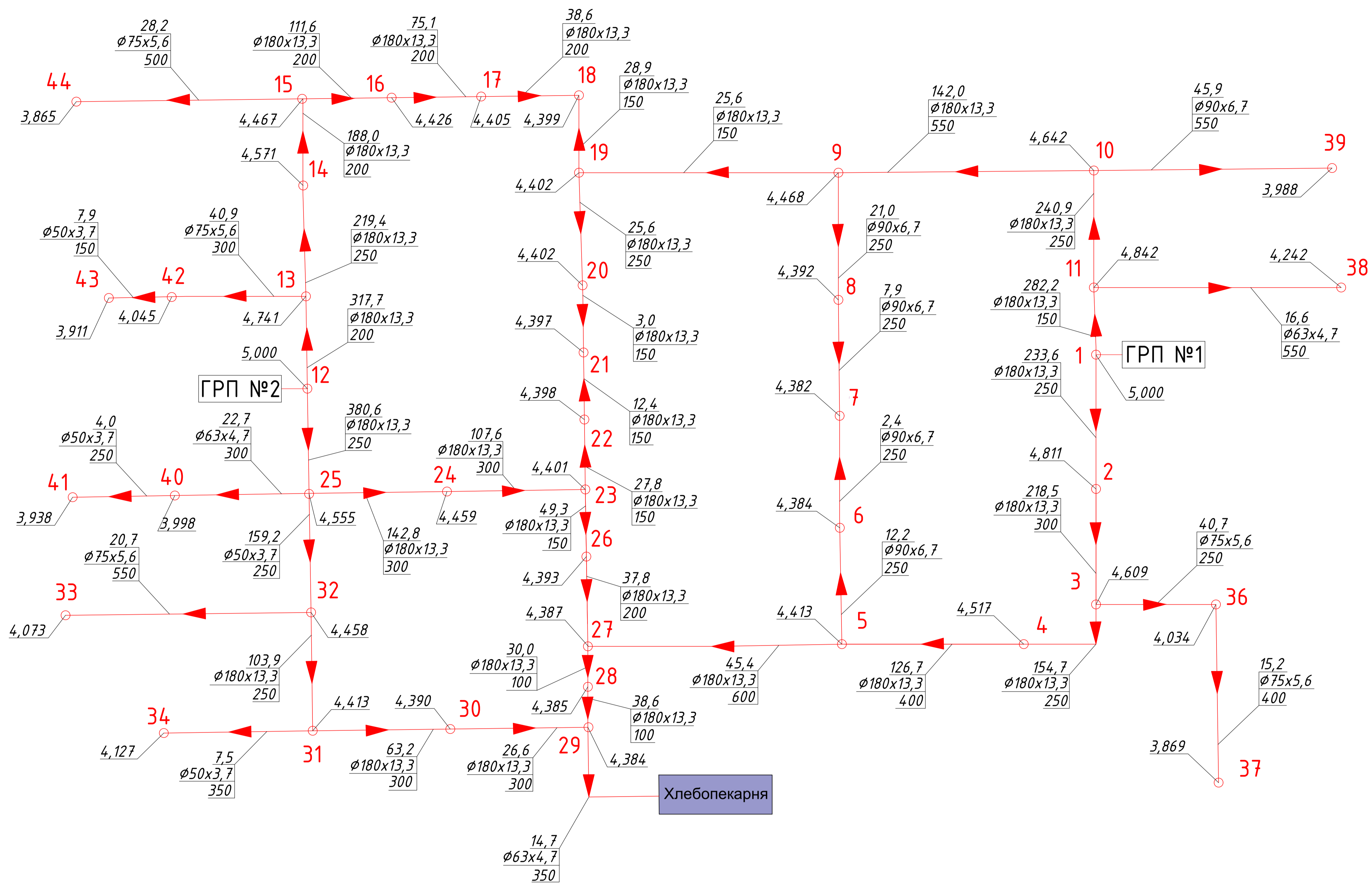
Условные обозначения и изображения

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- ГРП №1 Газорегуляторный пункт
- ГРС Газораспределительная станция
- 11 Номер квартала
- 56,3 Расход газа кварталом, м³/ч
- Многоэтажная застройка
- Частный сектор
- К Котельная
- ЦК Центральная котельная
- $\phi 180 \times 13,3$ Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ СDR 13,6, мм, толщина стенки трубы, мм



Метеорологические характеристики
 Температура воздуха отапливаемых зданий $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$,
 расчетная наружная температура для проектирования
 отопления и вентиляции $t_{р}=-37^{\circ}\text{C}$, средняя температура за
 отопительный период $t_{ср}=-6,7^{\circ}\text{C}$, продолжительность
 отопительного периода $n=233$ дня.

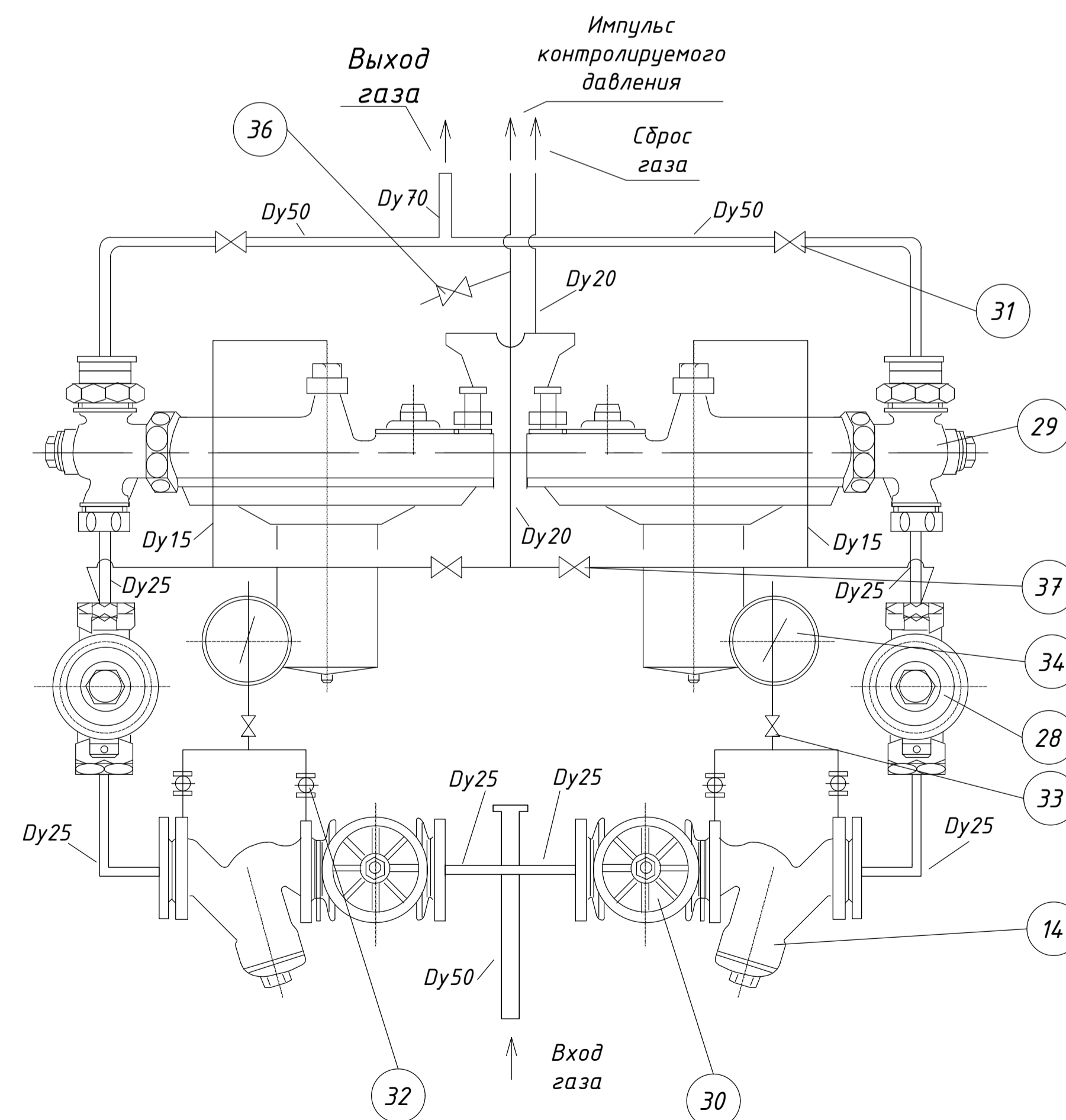
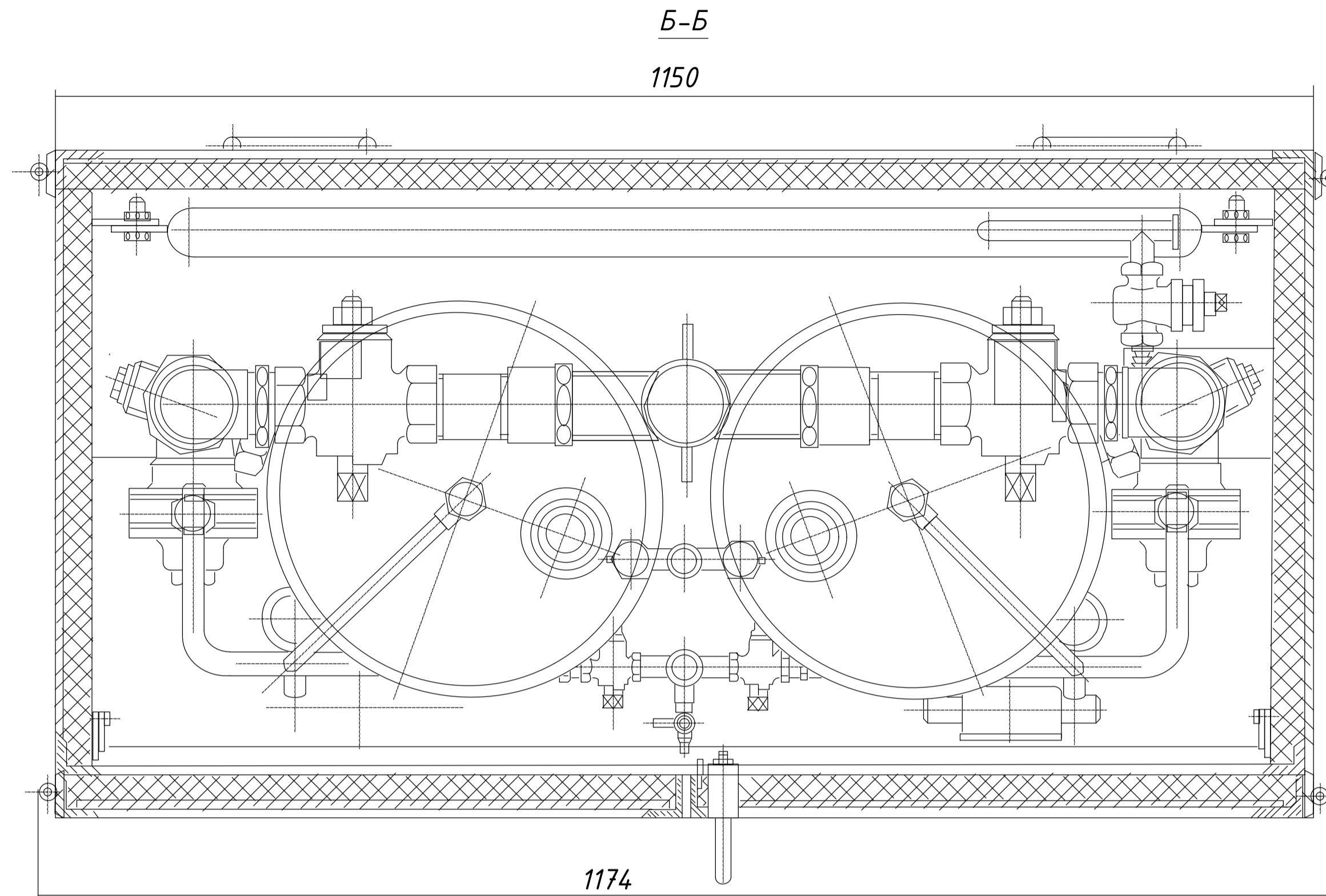
					БР-08.03.01.05-2020-ГС						
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт						
Изм.	Колуч.	Ндок.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение поселка городского типа			Стадия	Лист	Листов
									У	1	5
Н. контр. Оленев						Генплан поселка городского типа			ИСЗиС		
Зав. каф. Матющенко						М 1:5000					



Условные обозначения

- $\frac{14,7}{\phi 63 \times 4,7 / 350}$ Расход газа, м³/ч,
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6, мм; толщина стенки трубы, мм
 Длина, м
 $\frac{4,127}{}$ Давление газа в узловой точке в сети низкого давления, кПа

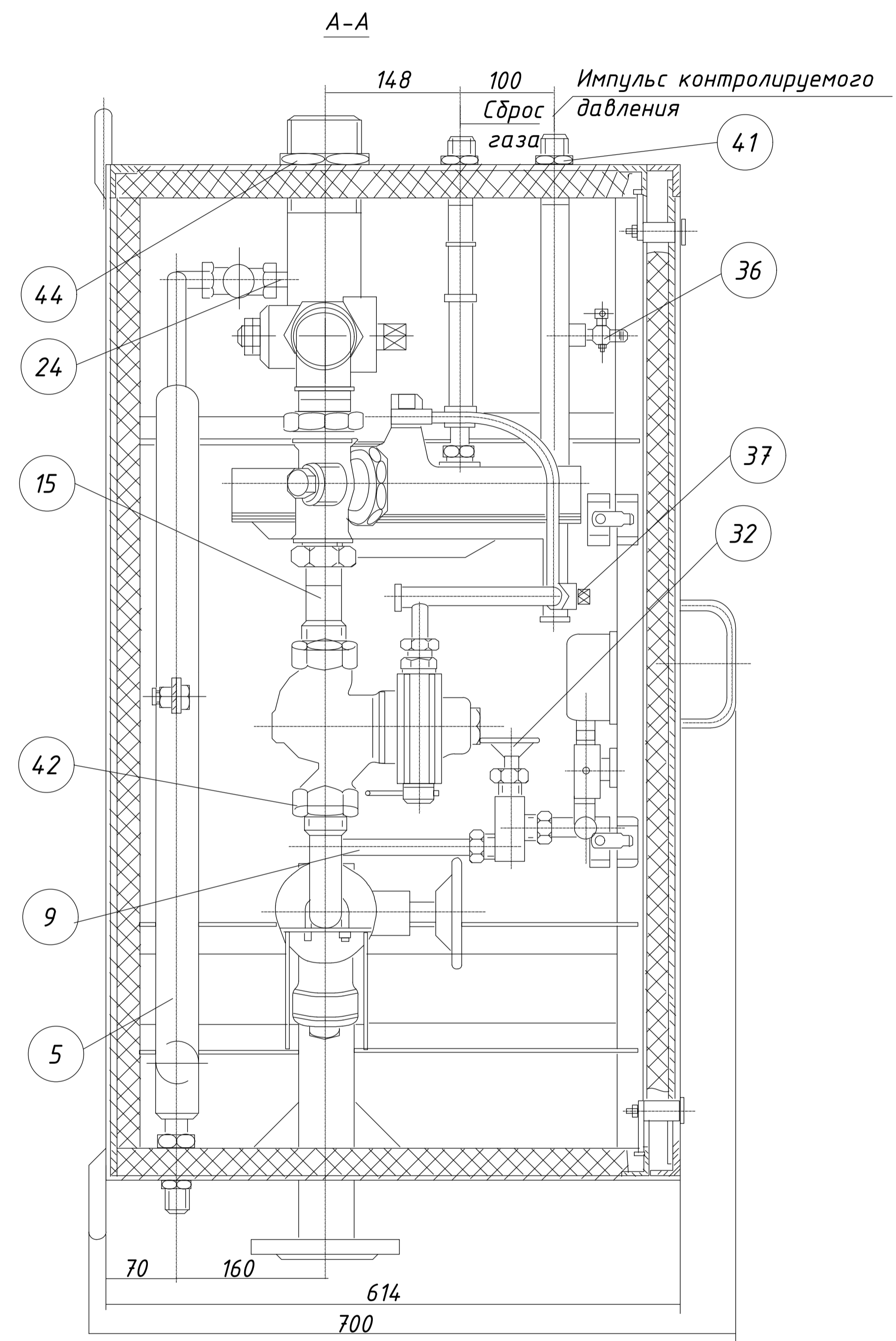
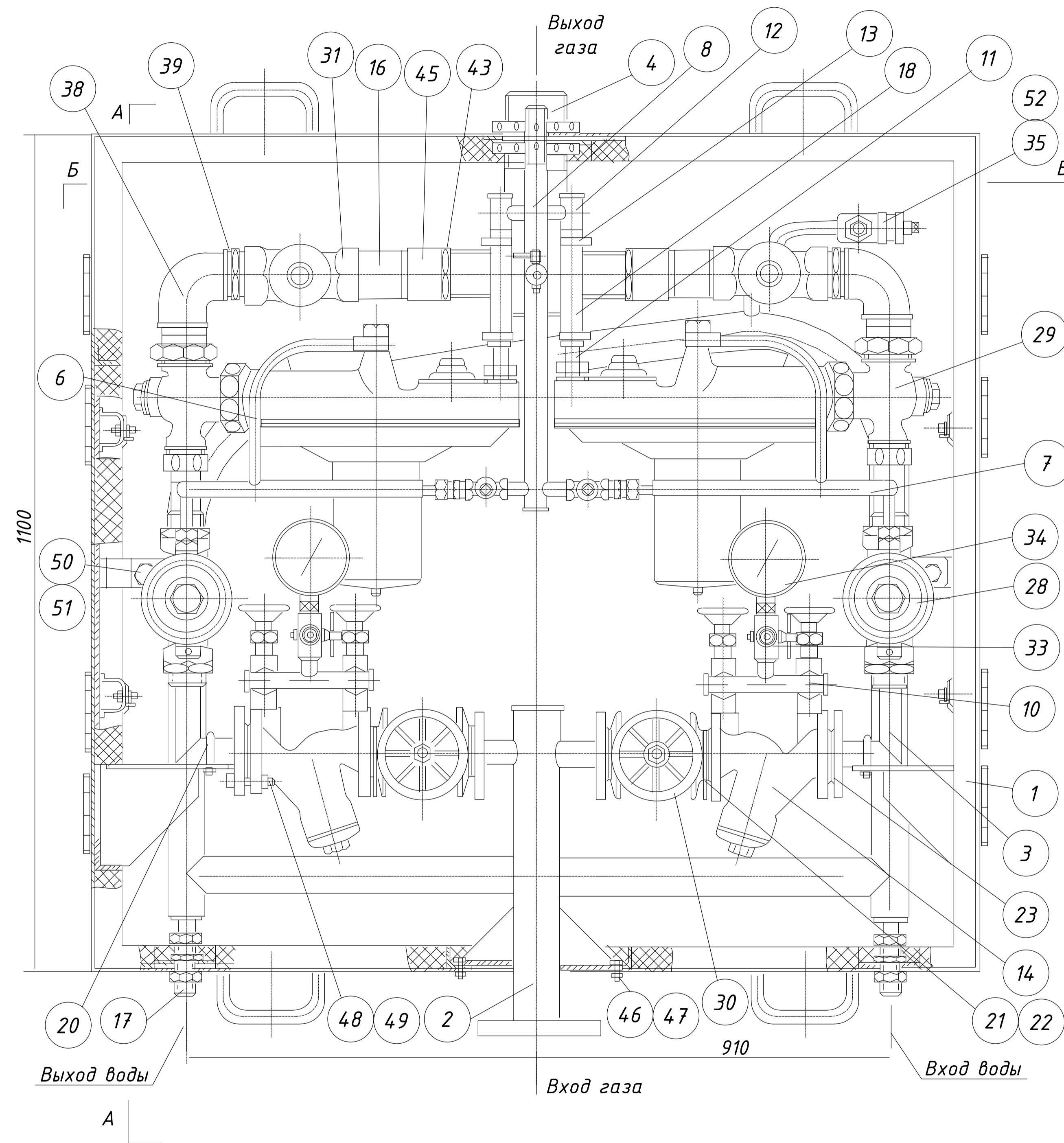
					БР-08.03.01.05-2020-ГС				
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.ч.	Ндк.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение поселка городского типа	Стадия	Лист	Листов
							У	2	5
					Схема сети низкого давления М 1:5000			ИСЗиС	
Н. контр.	Оленев								
Зав. каф.	Матющенко								



Спецификация

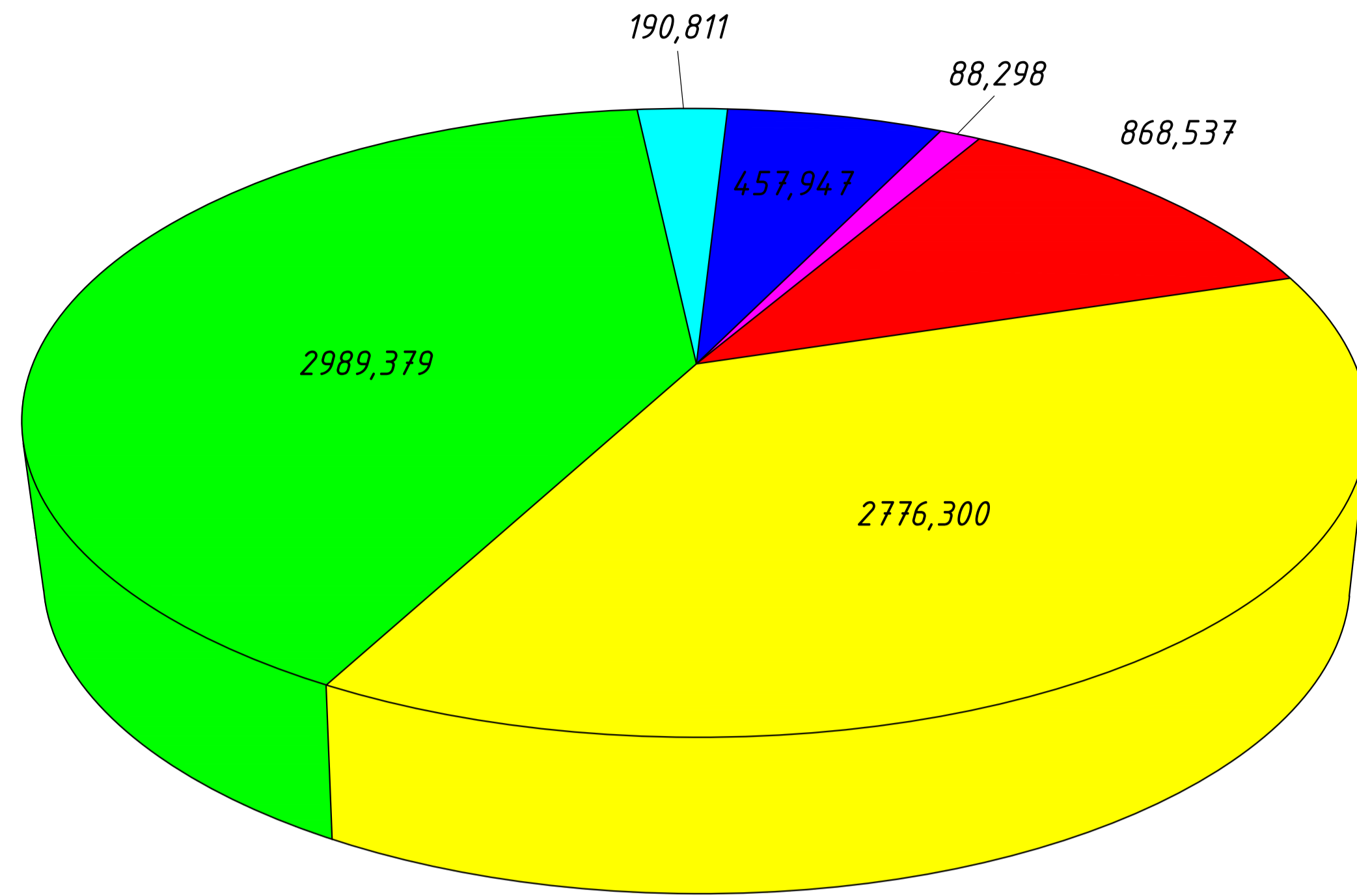
№	Шифр	Наименование	Кол-во	Вес	
				ед.	общ.
1	Ш П2-01-00	Шкаф в сборе	1	155,75	155,75
2	Ш П2-02-00	Тройник нижний	1	9,276	9,276
3	Ш П2-03-00	Угольник	2	2,11	4,22
4	Ш П2-04-00	Тройник верхний	1	3,1	3,1
5	Ш П2-05-00	Коллектор отопительный	1	12,68	12,68
6	Ш П2-06-00	Трубка импульсная левая	1	1,22	1,22
7	Ш П2-07-00	Трубка импульсная правая	1	1,22	1,22
8	Ш П2-08-00	Тройник импульсный	1	1,217	1,217
9	Ш П2-09-00	Трубка горизонтальная	4	0,37	1,48
10	Ш П2-10-00	Патрубок горизонтальный	2	0,55	1,1
11	Ш П2-11-00	Патрубок сбросной	2	0,15	0,3
12	Ш П2-12-00	Тройник сбросной	1	0,864	0,864
13	Ш П2-13-00	Хомут	4	0,02	0,08
14	Ш П2-14-00	Фильтр сетчатый	2	5,7	11,4
15	Ш П2-15-00	Патрубок	2	0,63	1,26
16	Ш П2-16	Ниппель	2	0,665	1,33
17	Ш П2-17	Ниппель	2	0,15	0,3
18	Ш П2-18	Трубка резиновая	2	0,035	0,07
19	Ш П2-19	Болт специальный	6	0,14	0,84
20	Ш П2-20	Хомут	2	0,047	0,094
21	Ш П2-21	Заглушка	2	0,133	0,266
22	Ш П2-22	Кольцо	2	0,11	0,22
23	Ш П2-23	Прокладка	8	0,023	0,184
24	Ш П2-24	Ниппель для резинового шланга	1	0,05	0,05
25	Ш П2-25	Прокладка	10	0,001	0,01
26	Ш П2-26	Прокладка	4	0,001	0,004
27	Ш П2-27	Прокладка	12	0,001	0,012
28	1234-00Б	Предохранительный клапан отсекатель ПКК-40М	2	6,5	13
29	1256-00А	Регулятор давления РД-50М	2	20	40
30	15х119бр	Вентиль запорный фланцевый Ду25	2	2,7	5,4
31	11ч3бк	Кран натяжной газовой муфтовой Ду50	2	3,3	6,6
32	15с11бк	Вентиль запорный цапковый Ду10	4	0,92	3,68
33	14Мх1	Кран трехходовой для миллиметра	2	0,6	1,2
34	0БМ-100	Манометр технический	2	1,5	3
35	11ч3бк	Кран сальниковый муфтовый Ду15	1	0,7	0,7
36	435-00	Кран лабораторный ЛК-1а	1	0,2	0,2
37	11б10бк1	Кран натяжной газовой муфтовой Ду15	2	0,31	0,62
38	ГОСТ 8946-59	Угольник 50	2	0,8	1,6
39	ГОСТ 8968-59	Ниппель 50	2	0,5	1
40	ГОСТ 8968-59	Ниппель 20	2	0,074	0,148
41	ГОСТ 8968-59	Кантрийка 20	8	0,044	0,352
42	ГОСТ 8968-59	Кантрийка 40	4	0,112	0,448
43	ГОСТ 8968-59	Кантрийка 50	2	0,174	0,348
44	ГОСТ 8968-59	Кантрийка 70	2	0,334	0,668
45	ГОСТ 8966-59	Муфта короткая 50	2	0,347	0,694
46	ГОСТ 7798-62	Болт М8х20	4	0,014	0,056
47	ГОСТ 5912-62	Гайка М8	6	0,006	0,036
48	ГОСТ 7798-62	Болт М12х55	24	0,056	1,344
49	ГОСТ 5915-62	Гайка М12	24	0,017	0,408
50	ГОСТ 7798-62	Болт М16х30	2	0,08	0,16
51	ГОСТ 5915-62	Гайка М16	2	0,034	0,068
52	Ш П2-30	Фиксатор положения пружины крана	1		
		Общий вес			Общий вес 289 кг

					БР-08.03.01.05-2020-ГС					
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Колуч.	Надк.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение поселка городского типа		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Надатов							У	5	5
Руковод.	Оленев					План и схема шкафной газорегуляторной установки РД-50М-20		ИСЗиС		
Н. контр.	Оленев									



					БР-08.03.01.05-2020-ГС						
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт						
Изм.	Кол.ч.	Надк.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение поселка городского типа			Стадия	Лист	Листов
									У	4	5
					Разрез шкафной газорегуляторной установки РД-50М-20					ИСЗиС	
Н. контр.		Оленев									

Расход газа по видам потребления, тыс. м³/год



Условные обозначения

- КБП население
- Котельная администрации
- ОВ население
- Котельная больницы
- Центральная котельная
- Хлебопекарня

$\frac{727,5}{\phi 102 \times 5}$
1880

Расход газа, м³/ч,
Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм
Длина, м

0,221

Давление газа в узловой точке в сети среднего давления, МПа

Расход газа по месяцам года, тыс. м³/мес.

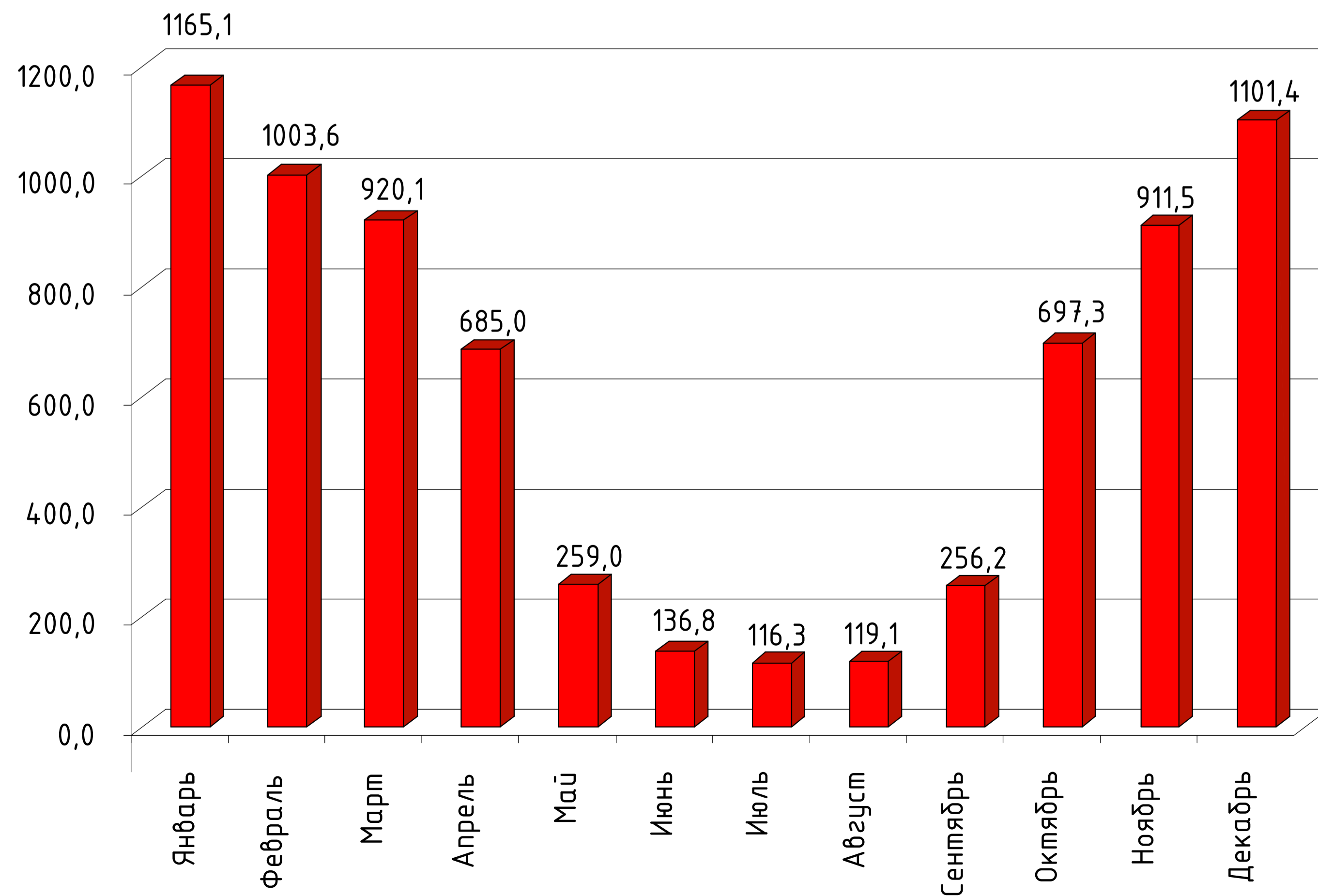
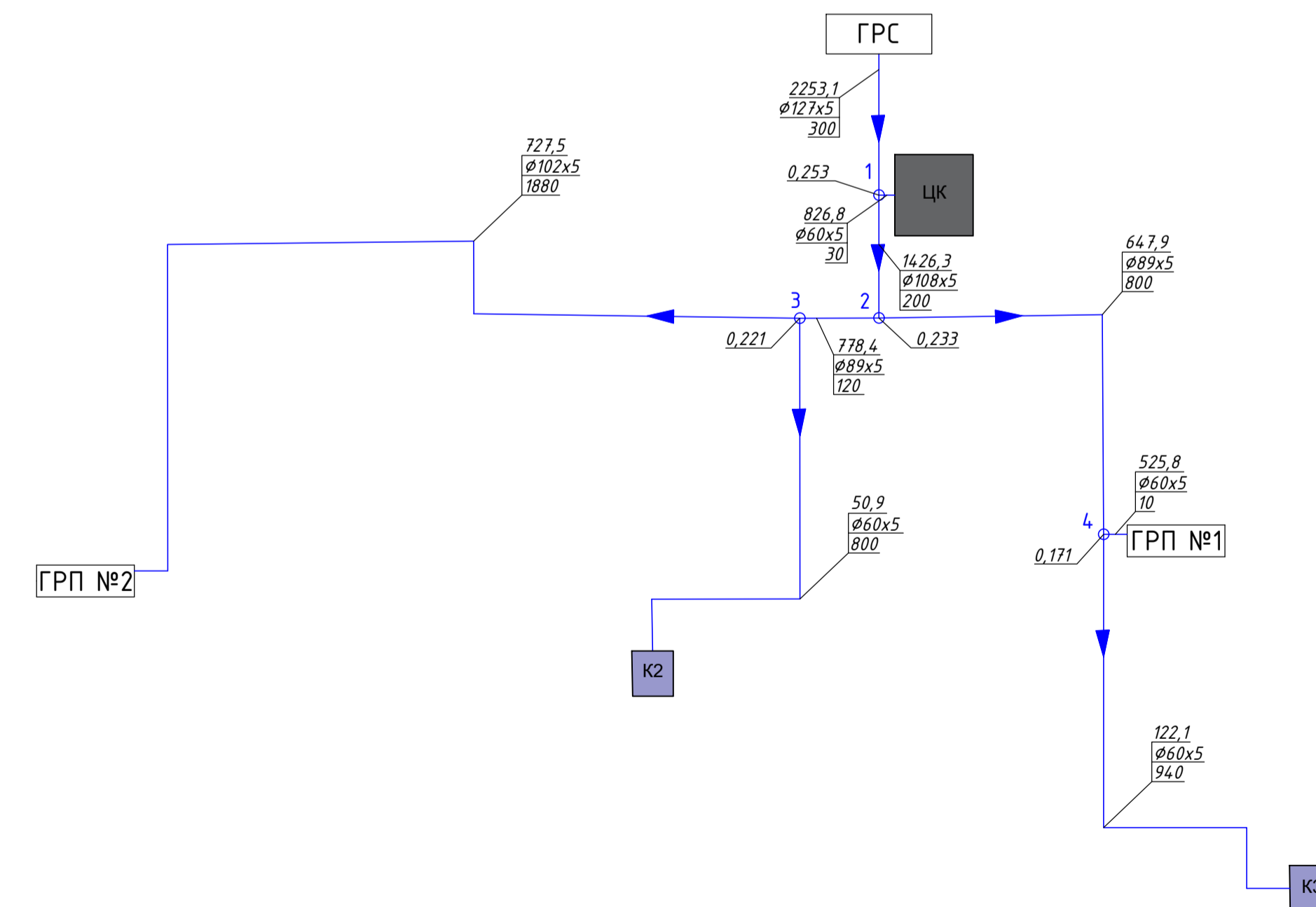


Схема сети среднего давления



					БР-08.03.01.05-2020-ГС					
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Колуч.	Ниж.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение поселка городского типа		Стация	Лист	Листов
		Оленев						У	3	5
					Графики расхода газа. Схема сети среднего давления М 1:10000.			ИСЗиС		

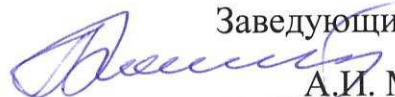
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



А.И. Матюшенко

Подпись инициалы, фамилия

« 8 » 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схемы распределительных сетей газоснабжения поселка городского

типа
тема

Руководитель



подпись, дата


доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

 08.07.2020

подпись, дата

С.А. Набатов

инициалы, фамилия

Нормоконтролер



подпись, дата

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020