

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.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Расчет двухступенчатой системы газоснабжения г. Вихоревка

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Р.А.Крайчиков

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Расчет двухступенчатой системы газоснабжения г. Вихоревка» содержит 100 страниц текстового документа, 1 приложение, 17 использованных источников, 8 листов графического материала.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОЙ ЗОНЫ, ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Объект – г. Вихоревка, Иркутской области.

Цели работы:

- разработать проектные материалы по газификации г. Вихоревка;
- выполнить один из вариантов распределительных систем газоснабжения;
- подобрать газовое оборудование для устойчивой работы системы газоснабжения.

Выполнен расчет потребления газа как в целом по городу, так и в отдельности по разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В городе запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектированы четыре кольцевые сети низкого давления с шестью газорегуляторными пунктами. Гидравлический расчет сетей низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование шести газорегуляторных пунктов.

Газификация города предполагается природным газом, добываемым на Уренгойском месторождении. Материалы, представленные в работе, могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения г. Вихоревка Иркутской области, Братского района.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Газоснабжение.....	4
1.1 Общие сведения о газификации города.....	4
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	10
1.4 Расчет потребления газа котельными города.....	23
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод).....	24
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения города.....	25
1.7 Принципиальная схема газоснабжения города.....	25
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	26
1.9 Трассировка газовых сетей в городе.....	26
1.10 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления.....	27
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	79
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции.....	83
2. Технология возведения инженерных сетей	92
2.1 Подготовительные работы.....	92
2.2 Земляные работы.....	92
2.3 Монтаж газопроводов.....	94
2.4 Испытание газопроводов.....	94
2.5 Благоустройство трассы.....	95
2.6 Сдача объекта в эксплуатацию.....	96
Заключение.....	97
Список использованных источников.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления	

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 экономических технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации г. Вихоревка, Братского района Иркутской области численность населения которого составляет 21000 человек. Газифицировать г. Вихоревка предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация г. Вихоревка 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

При разработке бакалаврской работы рассмотрели следующие вопросы. Система газоснабжения села должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

При проектировании новых систем газоснабжения сел, использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 МПа, необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Все виды потребления газа в городе можно условно разделить на следующие группы:

- 1) расход газа населением в квартирах для приготовления пищи и горячей воды;
- 2) расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий от различных источников теплоснабжения (котельные, местные отопительные установки);
- 3) расход газа на горячее водоснабжение.

1.1 Общие сведения о газификации города

Город Вихоревка расположен в Братском районе Иркутской области. Численность населения данного города составляет 21000 человек.

В городе находятся котельные: котельная «Водогрейная», котельная «Байкальская», котельная «Нефтяников».

Газифицировать город Вихоревка предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92,8%, этан – 2,5%; пропан – 1%, бутан – 0,5%, пентан – 0,2%, углекислый газ – 1%, азот + редкие газы – 2%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -39^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -39^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -8,4^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 248$ дня [12].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
1	120	2160	
2	60	1080	
3	180	3240	
4	60	1080	
5	80	1440	
6	70	1260	
7	70	1260	
8	80	1440	
9	70	1260	
10	90	1620	
11	100	1800	
12	100	1800	
13	100	1800	
14	200		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
15	70	1260	
16	190		ОВ и ГВС от котельной №2 «Байкальская»
17	90	1620	
18	3010		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
19	180	3240	
20	140	2520	
21	1300		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»

Продолжение таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
22	1060		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная», Хлебозавод
23	50		ОВ от котельной №3 «Нефтяников»
24	170	3060	
25	200	3600	
26	160		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
27	2610		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
28	3350		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
29	350		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
30	320	5760	
31	110	1980	
32	110	1980	
33	1340		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
34	150		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
35	1860		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
36	50	900	
37	1120		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
38	210	3780	
39	160	2880	
40	90		ОВ и ГВС от котельной №1 «Водогрейная»
41	130	2340	
42	70	1260	
43	70	1260	
44	160	2880	
45	130	2340	
46	40	720	
47	40	720	
48	40	720	
49	40	720	
50	40	720	
51	150	2700	
52	90	1620	

Окончание таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
53	50	900	
54	120	2160	
Всего		74880	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная «Водогрейная»	ул.Доковская, д. 22б	48,27	155530
2	Котельная «Байкальская»	ул.Байкальская, д. 20	1,28	4120
3	Котельная «Нефтяников»	ул. Нефтяников, д. 12а	1,21	3900

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 газе 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	СН ₄	0,7168	35840	16,042	101·10 ⁻⁷
Этан	С ₂ Н ₆	1,3566	63730	30,069	86·10 ⁻⁷
Пропан	С ₃ Н ₈	2,019	93370	44,096	75·10 ⁻⁷
Бутан	С ₄ Н ₁₀	2,703	123770	58,122	68·10 ⁻⁷
Пентан	С ₅ Н ₁₂	3,221	146340	72,149	2830·10 ⁻⁷
Азот	N ₂	1,2505		28,013	165·10 ⁻⁷
Диоксид углерода	СО ₂	1,9768		44,010	137·10 ⁻⁷

Газифицировать город Вихоревка предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92,8%, этан – 2,5%; пропан – 1%, бутан – 0,5%, пентан – 0,2%, углекислый газ – 1%, азот + редкие газы – 2%.

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

$$Q_H^p = \frac{92,8 \cdot 35840 + 2,5 \cdot 63730 + 1 \cdot 93370 + 0,5 \cdot 123770 + 0,2 \cdot 146340}{100} = 36700 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_r = \frac{92,8 \cdot 0,7168 + 2,5 \cdot 1,3566 + 1 \cdot 2,019 + 0,5 \cdot 2,703 + 0,2 \cdot 3,221}{100} + \frac{1 \cdot 1,9768 + 2 \cdot 1,2505}{100} =$$

0,784 кг/м³.

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

$$\mu_r = \frac{92,8 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 2,5 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,5 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{0,2 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 0 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000107 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет $\nu_r = 0,0000107 / 0,784 = 0,0000137 \text{ м}^2/\text{с}$.

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 города.

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

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

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

η_o - 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

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

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

$m_{О.В.}$ - 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 вычисляют по формуле

$$m_{О.В.} = n_0 \left[24(1 + k_1) \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.О.}} + Zk_1k_2 \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.В.}} \right] \quad (9)$$

где n_0 , $t_{ВН}$, $t_{СР.О}$, $t_{Р.О.}$, $t_{Р.В.}$, k_1 , k_2 , Z - то же, что и в формуле (6).

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет $Q_H^P = 36700$ 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	Число жителей (потребителей газа)	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
1	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	32,700
2	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	16,350
3	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,050
4	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	16,350

Продолжение таблицы 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
5	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	21,800
6	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
7	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
8	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	21,800
9	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
10	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	24,525
11	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	27,250
12	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	27,250
13	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	27,250
14	200	Приготовление пищи	4100	111,7	22,340
15	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
16	190	Приготовление пищи	4100	111,7	21,223
17	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	24,525
18	3010	Приготовление пищи	4100	111,7	336,217
19	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,050
20	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	38,150
21	1300	Приготовление пищи	4100	111,7	145,210
22	1060	Приготовление пищи	4100	111,7	118,402
23	50	Приготовление пищи	4100	111,7	5,585
24	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,325
25	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,500
26	160	Приготовление пищи	4100	111,7	17,872
27	2610	Приготовление пищи	4100	111,7	291,537
28	3350	Приготовление пищи	4100	111,7	374,195
29	350	Приготовление пищи	4100	111,7	39,095
30	320	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	87,200

Окончание таблицы 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
31	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	29,975
32	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	29,975
33	1340	Приготовление пищи	4100	111,7	149,678
34	150	Приготовление пищи	4100	111,7	16,755
35	1860	Приготовление пищи	4100	111,7	207,762
36	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	13,625
37	1120	Приготовление пищи	4100	111,7	125,104
38	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,225
39	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	43,600
40	90	Приготовление пищи	4100	111,7	10,053
41	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	35,425
42	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
43	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	19,075
44	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	43,600
45	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	35,425
46	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	10,900
47	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	10,900
48	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	10,900
49	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	10,900
50	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	10,900
51	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	40,875
52	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	24,525
53	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	13,625
54	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	32,700
Всего					3014,628

Из таблицы 4 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 3014,628 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Расчет проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. 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, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа м ³ /ч
1	32,700	1800	18,2
2	16,350	1800	9,1
3	49,050	1800	27,3
4	16,350	1800	9,1
5	21,800	1800	12,1
6	19,075	1800	10,6
7	19,075	1800	10,6
8	21,800	1800	12,1
9	19,075	1800	10,6
10	24,525	1800	13,6
11	27,250	1800	15,1
12	27,250	1800	15,1
13	27,250	1800	15,1
14	22,340	1800	12,4
15	19,075	1800	10,6
16	21,223	1800	11,8
17	24,525	1800	13,6
18	336,217	2100	160,1
19	49,050	1800	27,3
20	38,150	1800	21,2
21	145,210	2000	72,6
22	118,402	2000	59,2
23	5,585	1800	3,1
24	46,325	1800	25,7
25	54,500	1800	30,3
26	17,872	1800	9,9
27	291,537	2050	142,2
28	374,195	2100	178,2
29	39,095	1800	21,7
30	87,200	1800	48,4
31	29,975	1800	16,7
32	29,975	1800	16,7
33	149,678	2000	74,8
34	16,755	1800	9,3
35	207,762	2000	103,9

Окончание таблицы 5 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа м ³ /ч
36	13,625	1800	7,6
37	125,104	2000	62,6
38	57,225	1800	31,8
39	43,600	1800	24,2
40	10,053	1800	5,6
41	35,425	1800	19,7
42	19,075	1800	10,6
43	19,075	1800	10,6
44	43,600	1800	24,2
45	35,425	1800	19,7
46	10,900	1800	6,1
47	10,900	1800	6,1
48	10,900	1800	6,1
49	10,900	1800	6,1
50	10,900	1800	6,1
51	40,875	1800	22,7
52	24,525	1800	13,6
53	13,625	1800	7,6
54	32,700	1800	18,2
Всего			1557,5

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в г. Вихоревка по результатам расчета из таблицы 5 равен 1557,5 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, $g = 669$ кДж/ч на 1 м² жилой площади [16].

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

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений, м ²	Расход газа тыс. м ³ /год
1	2160	197,069
2	1080	98,534
3	3240	295,603
4	1080	98,534
5	1440	131,379
6	1260	114,957
7	1260	114,957
8	1440	131,379
9	1260	114,957
10	1620	147,802
11	1800	164,224
12	1800	164,224
13	1800	164,224
15	1260	114,957
17	1620	147,802
19	3240	295,603
20	2520	229,914
24	3060	279,181
25	3600	328,448
30	5760	525,517
31	1980	180,646
32	1980	180,646
36	900	82,112
38	3780	344,87
39	2880	262,758
41	2340	213,491
42	1260	114,957
43	1260	114,957
44	2880	262,758
45	2340	213,491
46	720	65,69
47	720	65,69
48	720	65,69
49	720	65,69
50	720	65,69
51	2700	246,336
52	1620	147,802
53	900	82,112
54	2160	197,069
Всего		6831,72

Из таблицы 6 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 6831,72 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

$$m_{\text{ов}} = 248 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} \right) = 4004 \text{ ч/год}$$

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
1	197,069	4004	49,2
2	98,534	4004	24,6
3	295,603	4004	73,8
4	98,534	4004	24,6
5	131,379	4004	32,8
6	114,957	4004	28,7
7	114,957	4004	28,7
8	131,379	4004	32,8
9	114,957	4004	28,7
10	147,802	4004	36,9
11	164,224	4004	41
12	164,224	4004	41
13	164,224	4004	41
15	114,957	4004	28,7
17	147,802	4004	36,9
19	295,603	4004	73,8
20	229,914	4004	57,4
24	279,181	4004	69,7
25	328,448	4004	82
30	525,517	4004	131,2
31	180,646	4004	45,1
32	180,646	4004	45,1
36	82,112	4004	20,5
38	344,87	4004	86,1
39	262,758	4004	65,6
41	213,491	4004	53,3

Окончание таблицы 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
42	114,957	4004	28,7
43	114,957	4004	28,7
44	262,758	4004	65,6
45	213,491	4004	53,3
46	65,69	4004	16,4
47	65,69	4004	16,4
48	65,69	4004	16,4
49	65,69	4004	16,4
50	65,69	4004	16,4
51	246,336	4004	61,5
52	147,802	4004	36,9
53	82,112	4004	20,5
54	197,069	4004	49,2
Всего			1705,6

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в г. Вихоревка по результатам расчета из таблицы 7 равен 1705,6 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне г. Вихоревка

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

Таблица 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	32,700	197,069	229,769
2	16,350	98,534	114,884
3	49,050	295,603	344,653
4	16,350	98,534	114,884
5	21,800	131,379	153,179
6	19,075	114,957	134,032
7	19,075	114,957	134,032
8	21,800	131,379	153,179
9	19,075	114,957	134,032
10	24,525	147,802	172,327

Продолжение таблицы 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	на коммунально-бытовые нужды
11	27,250	164,224	191,474
12	27,250	164,224	191,474
13	27,250	164,224	191,474
14	22,340	-	22,340
15	19,075	114,957	134,032
16	21,223	-	21,223
17	24,525	147,802	172,327
18	336,217	0,000	336,217
19	49,050	295,603	344,653
20	38,150	229,914	268,064
21	145,210	-	145,210
22	118,402	-	118,402
23	5,585	-	5,585
24	46,325	279,181	325,506
25	54,500	328,448	382,948
26	17,872	-	17,872
27	291,537	-	291,537
28	374,195	-	374,195
29	39,095	-	39,095
30	87,200	525,517	612,717
31	29,975	180,646	210,621
32	29,975	180,646	210,621
33	149,678	-	149,678
34	16,755	-	16,755
35	207,762	-	207,762
36	13,625	82,112	95,737
37	125,104	-	125,104
38	57,225	344,870	402,095
39	43,600	262,758	306,358
40	10,053	-	10,053
41	35,425	213,491	248,916
42	19,075	114,957	134,032
43	19,075	114,957	134,032
44	43,600	262,758	306,358
45	35,425	213,491	248,916
46	10,900	65,690	76,590
47	10,900	65,690	76,590
48	10,900	65,690	76,590
49	10,900	65,690	76,590

Окончание таблицы 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	на коммунально-бытовые нужды
50	10,900	65,690	76,590
51	40,875	246,336	287,211
52	24,525	147,802	172,327
53	13,625	82,112	95,737
54	32,700	197,069	229,769
Всего			9846,348

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка составляет 9846,348 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне г. Вихоревка

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

Таблица 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	18,2	49,2	67,4
2	9,1	24,6	33,7
3	27,3	73,8	101,1
4	9,1	24,6	33,7
5	12,1	32,8	44,9
6	10,6	28,7	39,3
7	10,6	28,7	39,3
8	12,1	32,8	44,9
9	10,6	28,7	39,3
10	13,6	36,9	50,5
11	15,1	41	56,1
12	15,1	41	56,1
13	15,1	41	56,1
14	12,4	-	12,4
15	10,6	28,7	39,3
16	11,8	-	11,8
17	13,6	36,9	50,5
18	160,1	-	160,1
19	27,3	73,8	101,1

Окончание таблицы 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	на коммунально-бытовые нужды
20	21,2	57,4	78,6
21	72,6	-	72,6
22	59,2	-	59,2
23	3,1	-	3,1
24	25,7	69,7	95,4
25	30,3	82	112,3
26	9,9	-	9,9
27	142,2	-	142,2
28	178,2	-	178,2
29	21,7	-	21,7
30	48,4	131,2	179,6
31	16,7	45,1	61,8
32	16,7	45,1	61,8
33	74,8	-	74,8
34	9,3	-	9,3
35	103,9	-	103,9
36	7,6	20,5	28,1
37	62,6	-	62,6
38	31,8	86,1	117,9
39	24,2	65,6	89,8
40	5,6	-	5,6
41	19,7	53,3	73
42	10,6	28,7	39,3
43	10,6	28,7	39,3
44	24,2	65,6	89,8
45	19,7	53,3	73
46	6,1	16,4	22,5
47	6,1	16,4	22,5
48	6,1	16,4	22,5
49	6,1	16,4	22,5
50	6,1	16,4	22,5
51	22,7	61,5	84,2
52	13,6	36,9	50,5
53	7,6	20,5	28,1
54	18,2	49,2	67,4
Всего			3263,1

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в г. Вихоревка составляет 3263,1 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными города

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в одиннадцати котельных, расположенных в городе. Исходные данные к расчету приведены в таблице 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 $Q_H^P = 36700$ 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			
Котельная «Водогрейная»	48,27	155530	91	6051,6	19498,643
Котельная «Байкальская»	1,28	4120	85	171,8	553,553
Котельная «Нефтяников»	1,21	3900	85	162,4	532,281
Всего					256,696

Для газоснабжения котельных города Вихоревка требуется 20575,477 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.

δ^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

$$n^x = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 21000 = 5365,5 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{Год}}^x = \frac{2500 \cdot 5365,5}{36700} \cdot 10^{-3} = 0,365 \text{ млн. м}^3/\text{год}$$

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

$$Q_{\text{ч}}^x = \frac{0,365 \cdot 10^6}{6000} = 60,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения города

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 г. Вихоревка

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа, тыс. м ³ /год
КБП население	1557,5	3014,628
ОВ население	1705,6	6831,72
Население	3263,1	9846,348
Котельная "Водогрейная"	6051,6	19498,643
Котельная "Байкальская"	171,8	553,553
Котельная "Нефтяников"	162,4	523,281
Хлебозавод	60,9	365,497
Всего	9709,8	30787,322

Суммарный часовой расход природного газа потребителями составляет 9709,8 м³/ч, а годовой расход равен 30787,322 м³/год.

1.7 Принципиальная схема газоснабжения города

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

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которую предполагается разместить к западу от города. В городе запроектировано четыре сети низкого давления.

Четыре сети низкого давления состоят из колец и тупиковых ответвлений, присоединяются к сети среднего давления при помощи сетевых ГРП.

Все котельные запитываются от сети среднего давления.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в городе проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение семи сетевых ГРП.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, в городе предусматривается проектирование семи сетевых газорегуляторных пунктов.

1.9 Трассировка газовых сетей в городе

На территории города Вихоревка 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 г. Вихоревка, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации города Вихоревка 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

$$\Delta p = \Delta p_{TP} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па}, \quad (14)$$

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

$$w = V / F, \text{ м/с}, \quad (15)$$

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

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (16)$$

где w - скорость потока газа, м/с;

D - внутренний диаметр газопровода, м;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

При $Re < 2000$ в газопроводах газ движется в режиме ламинарного течения, а при $Re > 4000$ в режиме турбулентного течения. При $2000 > Re > 4000$ 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

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (17)$$

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

$$\text{Re} = 0,0354 \frac{V}{dv}, \quad (18)$$

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:

$$\text{Re} \left(\frac{k}{d} \right) < 23, \quad (19)$$

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 ($\text{Re} < 2000$) по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (20)$$

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

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}, \quad (21)$$

- 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)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}, \quad (22)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (23)$$

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

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (24)$$

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

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\%, \%, \quad (25)$$

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

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_P^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (26)$$

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

$$\Delta Q_{K_i}^1 = -\frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (27)$$

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

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

$\sum \frac{\Delta P}{Q_P}$ - 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

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (28)$$

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

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n})}{\sum (\Delta P / Q)_i} + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

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

$$Q_P^{\Pi} = Q_P + Q_{уч}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (30)$$

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

$$Q_{уч} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (31)$$

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 также от физических свойств газа.

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

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_p^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см,} \quad (32)$$

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

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м,} \quad (33)$$

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

$$d_K = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см,} \quad (34)$$

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, примыкающем 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

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (35)$$

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_{II} , а в конце участка 0% от Q_{II} ;

Q_{II} - путевой расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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

$$Q_{II} = g_{уд} l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (36)$$

где $g_{уд}$ - удельный путевой расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$;

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

$$g_{уд} = Q_i / l_i, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (37)$$

где Q_i - расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

$$Q_{T_i} = \sum (Q_{T_{i+1}} + Q_{П_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (38)$$

где Q_{T_i} - транзитный расход газа рассматриваемого участка, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$Q_{T_{i+1}}$ - транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$Q_{П_{i+1}}$ - путевой расход газа на следующем участке по ходу движения, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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

Расчет удельного путевого расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (37) и сведен в таблицу 12.

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$
	номер	расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$			
Контур №1	3	101,1	263,9	5170	0,0510
	6	39,3			
	7	39,3			
	8	44,9			
	9	39,3			
Контур №2	11	56,1	168,3	2970	0,0567
	12	56,1			
	13	56,1			
Контур №3	14	12,4	730,8	8260	0,0885
	18	160,1			
	22	59,2			
	27	142,2			
	28	178,2			
	33	74,8			
	35	103,9			
Контур №4	36	28,1	235,8	3600	0,0655
	38	117,9			
	39	89,8			
Контур №5	19	101,1	449,2	4230	0,1062
	20	78,6			
	24	95,4			
	25	112,3			
	31	61,8			
Контур №6	30	179,6	252,6	4430	0,0570
	41	73			

Окончание таблицы 12 - Удельные путевые 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 путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №7	44	89,8	252,8	7030	0,0360
	45	73			
	46	22,5			
	47	22,5			
	48	22,5			
	49	22,5			
Сектор №1	1	67,4	67,4	1320	0,0511
Сектор №2	2	33,7	33,7	890	0,0379
Сектор №3	4	33,7	33,7	1110	0,0304
Сектор №4	5	44,9	95,4	2970	0,0321
	10	50,5			
Сектор №5	15	39,3	39,3	680	0,0578
Сектор №6	37	62,6	62,6	760	0,0824
Сектор №7	34	9,3	9,3	2650	0,0035
Сектор №8	26	9,9	9,9	1220	0,0081
Сектор №9	23	3,1	3,1	1660	0,0019
Сектор №10	16	11,8	11,8	720	0,0164
Сектор №11	17	50,5	50,5	860	0,0587
Сектор №12	32	61,8	61,8	1060	0,0583
Сектор №13	29	21,7	21,7	1560	0,0139
Сектор №14	40	5,6	5,6	2290	0,0024
Сектор №15	42	39,3	39,3	1770	0,0222
Сектор №16	52	50,5	50,5	2370	0,0213
Сектор №17	54	67,4	67,4	1310	0,0515
Сектор №18	53	28,1	28,1	1860	0,0151
Сектор №19	50	22,5	22,5	2740	0,0082
Сектор №20	43	39,3	39,3	2520	0,0156
Сектор №21	21	72,6	72,6	1000	0,0726
Сектор №22	31	84,2	84,2	2140	0,0393

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 путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	340	Контур №1, Контур №2	$0,0510+0,0567=0,1077$	36,6
2-3	270	Контур №1, Сектор №4	$0,0510+0,0655=0,1165$	22,5
3-4	240	Контур №1, Сектор №4	$0,0510+0,0655=0,1165$	20,0
4-5	410	Контур №1, Сектор №4	$0,0510+0,0655=0,1165$	34,1

Продолжение таблицы 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
5-6	40	Контур №1	0,0510	2,0
6-7	380	Контур №1, Сектор №1	0,0510+0,0511=0,1021	38,8
7-8	380	Контур №1, Сектор №1	0,0510+0,0511=0,1021	38,8
8-9	320	Контур №1, Сектор №2	0,0510+0,0379=0,0889	28,5
1-17	210	Контур №1, Контур №2	0,0510+0,0379=0,0889	22,6
17-16	190	Контур №1, Контур №2	0,0510+0,0379=0,0889	20,5
16-15	280	Контур №1, Контур №2	0,0510+0,0379=0,0889	30,2
15-14	350	Контур №1	0,0510	17,9
14-13	350	Контур №1	0,0510	17,9
13-12	310	Контур №1	0,0510	15,8
12-11	310	Контур №1	0,0510	15,8
11-10	410	Контур №1, Сектор №3	0,0510+0,0304=0,0814	33,4
10-9	380	Контур №1, Сектор №3	0,0510+0,0304=0,0814	30,9
2-18	300	Контур №2, Сектор №4	0,0510+0,0321=0,0832	26,6
18-19	340	Контур №2, Сектор №4	0,0510+0,0321=0,0832	30,2
19-20	320	Контур №2	0,0567	18,1
15-23	70	Контур №2	0,0567	4,0
23-22	400	Контур №2, Контур №3	0,0567+0,0885=0,1451	58,1
22-21	280	Контур №2	0,0567	15,9
21-20	240	Контур №2	0,0567	13,6
23-24	340	Контур №3, Сектор №5	0,0885+0,0578=0,1463	49,7
24-25	340	Контур №3, Сектор №5	0,0885+0,0578=0,1463	49,7
22-53	210	Контур №3	0,0885	18,6
53-52	240	Контур №3	0,0885	21,2
52-51	290	Контур №3, Сектор №21	0,0885+0,0726=0,1611	46,7
51-50	390	Контур №3, Сектор №21	0,0885+0,0726=0,1611	62,8
64-65	160	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	24,6
65-66	130	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	20,0
66-29	370	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	57,0
29-28	290	Контур №3	0,0885	25,7
28-27	370	Контур №3	0,0885	32,7
27-26	370	Контур №3	0,0885	32,7
26-25	220	Контур №3	0,0885	19,5
64-63	230	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	35,4
63-62	220	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	33,9
62-36	250	Контур №3, Контур №4	0,0885+0,0655=0,1540	38,5
36-37	280	Контур №3	0,0885	24,8
37-38	260	Контур №3	0,0885	23,0
38-41	390	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	35,9
41-42	390	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	35,9
42-43	200	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	18,4
43-44	260	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	23,9
44-45	260	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	23,9
45-46	260	Контур №3, Сектор №7	0,0885+0,0035=0,0920	23,9
46-47	250	Контур №3	0,0885	22,1
47-48	270	Контур №3, Сектор №8	0,0885+0,0081=0,0966	26,1

Продолжение таблицы 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
48-49	300	Контур №3, Сектор №8	0,0885+0,0081=0,0966	29,0
49-50	320	Контур №3, Сектор №21	0,0885+0,0726=0,1611	51,5
29-30	220	Контур №4, Сектор №6	0,0655+0,0824=0,1708	32,5
30-31	240	Контур №4, Сектор №6	0,0655+0,0824=0,1708	35,5
31-32	300	Контур №4, Сектор №6	0,0655+0,0824=0,1708	44,4
32-33	380	Контур №4	0,0655	24,9
33-34	420	Контур №4	0,0655	27,5
36-35	340	Контур №4	0,0655	22,3
35-34	340	Контур №4	0,0655	22,3
67-68	320	Контур №5	0,1062	34,0
68-69	380	Контур №5, Сектор №9	0,1062+0,0019=0,1081	41,1
69-70	50	Контур №5	0,1062	5,3
70-71	300	Контур №5	0,1062	31,9
71-72	310	Контур №5	0,1062	32,9
72-163	300	Контур №5	0,1062	31,9
67-80	310	Контур №5	0,1062	32,9
80-79	300	Контур №5	0,1062	31,9
79-78	310	Контур №5, Сектор №10	0,1062+0,0164=0,1226	38,0
78-77	220	Контур №5, Сектор №11	0,1062+0,0587=0,1649	36,3
77-76	300	Контур №5	0,1062	31,9
76-75	320	Контур №5, Сектор №8	0,1062+0,0081=0,1143	36,6
75-74	330	Контур №5, Сектор №8	0,1062+0,0081=0,1143	37,7
74-73	280	Контур №5, Сектор №12	0,1062+0,0583=0,1645	46,1
73-163	200	Контур №5, Сектор №12	0,1062+0,0583=0,1645	32,9
89-90	360	Контур №6	0,0570	20,5
90-91	340	Контур №6, Сектор №14	0,0570+0,0024=0,0595	20,2
91-92	340	Контур №6, Сектор №14	0,0570+0,0024=0,0595	20,2
92-93	350	Контур №6, Сектор №14	0,0570+0,0024=0,0595	20,8
93-94	400	Контур №6, Сектор №13	0,0570+0,0139=0,0709	28,4
94-95	260	Контур №6	0,0570	14,8
95-96	260	Контур №6	0,0570	14,8
89-101	220	Контур №6	0,0570	12,5
101-100	300	Контур №6, Сектор №16	0,0570+0,0213=0,0783	23,5
100-164	230	Контур №6, Сектор №15	0,0570+0,0222=0,0792	18,2
164-99	240	Контур №6, Сектор №15	0,0570+0,0222=0,0792	19,0
99-98	220	Контур №6	0,0570	12,5
98-164	250	Контур №6	0,0570	14,3
164-97	280	Контур №6	0,0570	16,0
97-96	380	Контур №6	0,0570	21,7
122-123	390	Контур №7, Сектор №19	0,0360+0,0082=0,0442	17,2
123-124	390	Контур №7, Сектор №19	0,0360+0,0082=0,0442	17,2
124-125	400	Контур №7	0,0360	14,4
125-126	340	Контур №7	0,0360	12,2
122-142	180	Контур №7	0,0360	6,5
142-141	360	Контур №7	0,0360	12,9
141-140	400	Контур №7	0,0360	14,4

Продолжение таблицы 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
140-139	400	Контур №7	0,0360	14,4
139-138	310	Контур №7	0,0360	11,1
134-135	400	Контур №7	0,0360	14,4
135-136	310	Контур №7	0,0360	11,1
136-137	320	Контур №7	0,0360	11,5
137-138	310	Контур №7	0,0360	11,1
134-133	230	Контур №7	0,0360	8,3
133-132	300	Контур №7, Сектор №20	0,0360+0,0156=0,0516	15,5
132-131	340	Контур №7	0,0360	12,2
131-130	290	Контур №7	0,0360	10,4
130-129	260	Контур №7	0,0360	9,3
129-128	380	Контур №7	0,0360	13,7
128-127	390	Контур №7	0,0360	14,0
127-126	330	Контур №7	0,0360	11,9
6-57	310	Сектор №1	0,0511	15,8
8-56	250	Сектор №1, Сектор №2	0,0511+0,0379=0,0889	22,2
9-55	320	Сектор №2, Сектор №3	0,0379+0,0304=0,0682	21,8
5-58	330	Сектор №4	0,0321	10,6
58-59	390	Сектор №4	0,0321	12,5
59-60	310	Сектор №4	0,0321	10,0
60-61	380	Сектор №4	0,0321	12,2
38-39	270	Сектор №7	0,0035	0,9
39-40	320	Сектор №7	0,0035	1,1
46-54	300	Сектор №7	0,0035	1,1
68-83	330	Сектор №9	0,0019	0,6
83-84	330	Сектор №9	0,0019	0,6
69-85	240	Сектор №9	0,0019	0,4
85-86	380	Сектор №9	0,0019	0,7
78-82	410	Сектор №10, Сектор №11	0,0164+0,0587=0,0751	30,8
77-81	230	Сектор №11	0,0587	13,5
74-88	320	Сектор №12	0,0583	18,7
163-87	260	Сектор №12	0,0583	15,2
93-104	170	Сектор №13, Сектор №14	0,0139+0,0024=0,0164	2,8
104-105	370	Сектор №13, Сектор №14	0,0139+0,0024=0,0164	6,1
105-106	310	Сектор №13	0,0139	4,3
106-107	310	Сектор №13	0,0139	4,3
90-102	360	Сектор №14	0,0024	0,9
102-103	360	Сектор №14	0,0024	0,9
100-110	360	Сектор №15, Сектор №16	0,0222+0,0213=0,0435	15,7
110-111	360	Сектор №15, Сектор №16	0,0222+0,0213=0,0435	15,7
99-108	370	Сектор №15	0,0222	8,2
108-109	210	Сектор №15	0,0222	4,7
101-112	250	Сектор №16	0,0213	5,3
112-116	350	Сектор №16, Сектор №18	0,0213+0,0151=0,0364	12,7
116-119	240	Сектор №16, Сектор №17	0,0213+0,0515=0,0728	17,5
119-120	130	Сектор №16, Сектор №17	0,0213+0,0515=0,0728	9,5

Окончание таблицы 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
120-121	380	Сектор №16, Сектор №17	0,0213+0,0515=0,0728	27,6
116-117	290	Сектор №17, Сектор №18	0,0515+0,0151=0,0666	19,3
117-118	270	Сектор №17, Сектор №18	0,0515+0,0151=0,0666	18,0
112-113	410	Сектор №18	0,0151	6,2
113-114	270	Сектор №18	0,0151	4,1
114-115	270	Сектор №18	0,0151	4,1
122-143	280	Сектор №19	0,0082	2,3
143-144	280	Сектор №19	0,0082	2,3
144-148	200	Сектор №19, Сектор №22	0,0082+0,0393=0,0476	9,5
148-153	290	Сектор №19	0,0082	2,4
153-154	290	Сектор №19	0,0082	2,4
154-155	310	Сектор №19	0,0082	2,5
155-156	310	Сектор №19	0,0082	2,5
133-160	390	Сектор №20	0,0156	6,1
160-161	350	Сектор №20	0,0156	5,5
161-162	300	Сектор №20	0,0156	4,7
132-157	380	Сектор №20	0,0156	5,9
157-158	400	Сектор №20	0,0156	6,2
158-159	400	Сектор №20	0,0156	6,2
144-145	300	Сектор №22	0,0393	11,8
145-146	210	Сектор №22	0,0393	12,2
146-147	280	Сектор №22	0,0393	11,0
148-149	100	Сектор №22	0,0393	3,9
149-150	270	Сектор №22	0,0393	10,6
150-151	350	Сектор №22	0,0393	13,8
151-152	330	Сектор №22	0,0393	13,0

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	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	36,6	2-3, 2-18	22,5+256,4+26,6+48,3=353,8
2-3	22,5	3-4	20,0+236,5=256,4
3-4	20,0	4-5	34,1+202,4=236,5
4-5	34,1	5-6, 5-58	2,0+155,0+10,6+34,7=202,4
5-6	2,0	6-7, 6-57	38,8+100,4+15,8=155,0
6-7	38,8	7-8	38,8+61,6=100,4
7-8	38,8	8-9, 8-56	28,5+10,9+22,2=61,6
8-9	28,5	9-55	21,8/2=10,9
1-17	22,6	17-16	20,5+532,5=553,0

Продолжение таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа, м ³ /ч
17-16	20,5	16-15	30,2+502,4=532,5
16-15	30,2	15-14, 15-23	17,9+124,7+4,0+355,8=502,4
15-14	17,9	14-13	17,9+106,9=124,7
14-13	17,9	13-12	15,8+91,0=106,9
13-12	15,8	12-11	15,8+75,2=91,0
12-11	15,8	11-10	33,4+41,8=75,2
11-10	33,4	10-9	30,9+10,9=41,8
10-9	30,9	9-55	21,8/2=10,9
2-18	26,6	18-19	30,2+18,1=48,3
18-19	30,2	19-20	18,1
19-20	18,1	-	-
15-23	4,0	23-22, 23-24	58,1+178,8+49,7+69,2=355,8
23-22	58,1	22-21, 22-53	15,9+13,6+18,6+130,8=178,8
22-21	15,9	21-20	13,6
21-20	13,6	-	-
23-24	49,7	24-25	49,7+19,5=69,2
24-25	49,7	25-26	19,5
25-26	19,5	-	-
22-53	18,6	53-52	21,2+109,5=130,8
53-52	21,2	52-51	46,7+62,8=109,5
52-51	46,7	51-50	62,8
51-50	62,8	-	-
64-65	24,6	65-66, 65-X	20,0+312,9+60,9=393,8
65-66	20,0	66-29	57,0+255,9=312,9
66-29	57,0	29-28, 29-30	25,7+35,5+32,5+132,2=255,9
29-28	25,7	28-27	32,7+32,7=65,5
28-27	32,7	27-26	32,7
27-26	32,7	-	-
64-63	35,4	63-62	33,9+424,5=458,4
63-62	33,9	62-36	38,5+386,0=424,5
62-36	38,5	36-37, 36-35	24,8+316,7+22,3+22,3=386,0
36-37	24,8	37-38	23,0+293,7=316,7
37-38	23,0	38-41, 38-39	35,9+255,8+0,9+1,1=293,7
38-41	35,9	41-42	35,9+219,9=255,8
41-42	35,9	42-43	18,4+201,5=219,9
42-43	18,4	43-44	23,9+177,6=201,5
43-44	23,9	44-45	23,9+153,7=177,6
44-45	23,9	45-46	23,9+129,8=153,7
45-46	23,9	46-47, 46-54	22,1+106,6+1,1=129,8
46-47	22,1	47-48	26,1+80,5=106,6

Продолжение таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа, м ³ /ч
47-48	26,1	48-49	29,0+51,5=80,5
48-49	29,0	49-50	51,5
49-50	51,5	-	-
29-30	32,5	30-31	35,5+96,8=132,2
30-31	35,5	31-32	44,4+52,4=96,8
31-32	44,4	32-33	24,9+27,5=52,4
32-33	24,9	33-34	27,5
33-34	27,5	-	-
36-35	22,3	35-34	22,3
35-34	22,3	-	-
67-68	34,0	68-69, 68-83	41,1+273,1+0,6+0,6=315,4
68-69	41,1	69-70, 69-85	5,3+104,2+0,4+163,1=273,1
69-70	5,3	70-71	31,9+72,4=104,2
70-71	31,9	71-72	32,9+39,4=72,4
71-72	32,9	72-163	31,9+7,6=39,4
72-163	31,9	163-87	15,2/2=7,6
67-80	32,9	80-79	31,9+501,7=533,6
80-79	31,9	79-78	38,0+463,7=501,7
79-78	38,0	78-77, 78-82	36,3+224,9+30,8+171,8=463,7
78-77	36,3	77-76, 77-81	31,9+179,5+13,5=224,9
77-76	31,9	76-75	36,6+142,9=179,5
76-75	36,6	75-74	37,7+105,2=142,9
75-74	37,7	74-73, 74-88	46,1+40,5+18,7=105,2
74-73	46,1	73-763	32,9+7,6=40,5
73-163	32,9	163-87	15,2/2=7,6
89-90	20,5	90-91, 90-102	20,2+116,5+0,9+0,9=138,5
90-91	20,2	91-92	20,2+96,3=116,5
91-92	20,2	92-93	20,8+75,5=96,3
92-93	20,8	93-94, 93-104	28,4+29,7+2,8+14,7=75,5
93-94	28,4	94-95	14,8+14,8=29,7
94-95	14,8	95-96	14,8
95-96	14,8	-	-
89-101	12,5	101-100, 101-112	23,5+145,9+5,3+118,9=293,6
101-100	23,5	100-164, 100-110	18,2+96,3+15,7+15,7=145,9
100-164	18,2	164-99	19,0+77,3=96,3
164-99	19,0	99-98, 99-108	12,5+51,9+8,2+4,7=77,3
99-98	12,5	98-164	14,3+37,6=51,9
98-164	14,3	164-97	16,0+21,7=37,6
164-97	16,0	97-96	21,7
97-96	21,7	-	-

Продолжение таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа, м ³ /ч
122-123	17,2	123-124	17,2+38,5=55,7
123-124	17,2	124-125	14,4+24,1=38,5
124-125	14,4	125-126	12,2+11,9=24,1
125-126	12,2	126-127	11,9
126-127	11,9	-	-
122-142	6,5	142-141	12,9+39,9=52,9
142-141	12,9	141-140	14,4+25,5=39,9
141-140	14,4	140-139	14,4+11,1=25,5
140-139	14,4	139-138	11,1
139-138	11,1	-	-
134-135	14,4	135-136	11,1+22,7=33,8
135-136	11,1	136-137	11,5+11,1=22,7
136-137	11,5	137-138	11,1
137-138	11,1	-	-
134-133	8,3	133-132, 133-160	15,5+78,1+6,1+10,1=109,8
133-132	15,5	132-131, 132-157	12,2+47,5+5,9+12,5=78,1
132-131	12,2	131-130	10,4+37,0=47,5
131-130	10,4	130-129	9,3+27,7=37,0
130-129	9,3	129-128	13,7+14,0=27,7
129-128	13,7	128-127	14,0
128-127	14,0	-	-
6-57	15,8	-	-
8-56	22,2	-	-
9-55	21,8	-	-
5-58	10,6	58-59	12,5+22,2=34,7
58-59	12,5	59-60	10,0+12,2=22,2
59-60	10,0	60-61	12,2
60-61	12,2	-	-
38-39	0,9	39-40	1,1
39-40	1,1	-	-
46-54	1,1	-	-
68-83	0,6	83-84	0,6
83-84	0,6	-	-
69-85	0,4	85-86, 85-K3	0,7+162,4=163,1
85-86	0,7	-	-
78-82	30,8	82-K2	171,8
77-81	13,5	-	-
74-88	18,7	-	-
163-87	15,2	-	-
93-104	2,8	104-105	6,1+8,6=14,7
104-105	6,1	105-106	4,3+4,3=8,6
105-106	4,3	106-107	4,3

Окончание таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа, м ³ /ч
106-107	4,3	-	-
90-102	0,9	102-103	0,9
102-103	0,9	-	-
100-110	15,7	110-111	15,7
110-111	15,7	-	-
99-108	8,2	108-109	4,7
108-109	4,7	-	-
101-112	5,3	112-116, 112-133	12,7+91,8+6,2+8,2=118,9
112-116	12,7	116-119, 116-117	17,5+37,1+19,3+18,0=91,8
116-119	17,5	119-120	9,5+27,6=37,1
119-120	9,5	120-121	27,6
120-121	27,6	-	-
116-117	19,3	117-118	18,0
117-118	18,0	-	-
112-113	6,2	113-114	4,1+4,1=8,2
113-114	4,1	114-115	4,1
114-115	4,1	-	-
122-143	2,3	143-144	2,3+95,7=98,0
143-144	2,3	144-148, 144-145	9,5+51,2+11,8+23,2=95,7
144-148	9,5	148-153,148-149	2,4+7,5+3,9+37,4=51,2
148-153	2,4	153-154	2,4+5,1=7,5
153-154	2,4	154-155	2,5+2,5=5,1
154-155	2,5	155-156	2,5
155-156	2,5	-	-
133-160	6,1	160-161	5,5+4,7=10,1
160-161	5,5	161-162	4,7
161-162	4,7	-	-
132-157	5,9	157-158	6,2+6,2=12,5
157-158	6,2	158-159	6,2
158-159	6,2	-	-
144-145	11,8	145-146	12,2+11,0=23,2
145-146	12,2	146-147	11,0
146-147	11,0	-	-
148-149	3,9	149-150	10,6+26,8=37,4
149-150	10,6	150-151	13,8+13,0=26,8
150-151	13,8	151-152	13,0
151-152	13,0	-	-
82-K2	171,8	-	-
85-K3	162,4	-	-
65-X	60,9	-	-

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

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

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

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

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, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	36,6	0,55	353,8		374,0
2-3	22,5	0,55	256,4		268,8
3-4	20,0	0,55	236,5		247,4
4-5	34,1	0,55	202,4		221,1
5-6	2,0	0,55	155,0		156,2
6-7	38,8	0,55	100,4		121,7
7-8	38,8	0,55	61,6		82,9
8-9	28,5	0,55	10,9		26,6
1-17	22,6	0,55	553,0		573,4
17-16	20,5	0,55	532,5		551,8
16-15	30,2	0,55	502,4		527,0
15-14	17,9	0,55	124,7		134,6
14-13	17,9	0,55	106,9		116,7
13-12	15,8	0,55	91,0		99,8
12-11	15,8	0,55	75,2		83,9
11-10	33,4	0,55	41,8		60,2
10-9	30,9	0,55	10,9		27,9
2-18	26,6	0,55	48,3		63,0
18-19	30,2	0,55	18,1		34,7
19-20	18,1	0,55	-		10,0
15-23	4,0	0,55	355,8		366,0
23-22	58,1	0,55	178,8		210,7
22-21	15,9	0,55	13,6		22,3
21-20	13,6	0,55	-		7,5
23-24	49,7	0,55	69,2		104,5
24-25	49,7	0,55	19,5		54,8
25-26	19,5	0,55	-	8,0	18,7
22-53	18,6	0,55	130,8		141,0
53-52	21,2	0,55	109,5		121,2
52-51	46,7	0,55	62,8		88,5
51-50	62,8	0,55	-		34,6
64-65	24,6	0,55	393,8		399,3
65-66	20,0	0,55	312,9		315,9
66-29	57,0	0,55	255,9		279,2
29-28	25,7	0,55	65,5		71,6
28-27	32,7	0,55	32,7		42,7
27-26	32,7	0,55	-	-8,0	10,0
64-63	35,4	0,55	458,4		477,9
63-62	33,9	0,55	424,5		443,2
62-36	38,5	0,55	386,0		407,2
36-37	24,8	0,55	316,7		330,4

Продолжение таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
37-38	23,0	0,55	293,7		306,4
38-41	35,9	0,55	255,8		275,5
41-42	35,9	0,55	219,9		239,6
42-43	18,4	0,55	201,5		211,6
43-44	23,9	0,55	177,6		190,8
44-45	23,9	0,55	153,7		166,8
45-46	23,9	0,55	129,8		142,9
46-47	22,1	0,55	106,6		118,8
47-48	26,1	0,55	80,5		94,9
48-49	29,0	0,55	51,5		67,5
49-50	51,5	0,55	-		28,3
29-30	32,5	0,55	132,2		150,1
30-31	35,5	0,55	96,8		116,3
31-32	44,4	0,55	52,4		76,8
32-33	24,9	0,55	27,5		41,2
33-34	27,5	0,55	-		15,1
36-35	22,3	0,55	22,3		34,5
35-34	22,3	0,55	-		12,2
67-68	34,0	0,55	315,4		334,1
68-69	41,1	0,55	273,1		295,7
69-70	5,3	0,55	104,2		107,1
70-71	31,9	0,55	72,4		89,9
71-72	32,9	0,55	39,4		57,5
72-163	31,9	0,55	7,6		25,1
67-80	32,9	0,55	533,6		551,7
80-79	31,9	0,55	501,7		519,3
79-78	38,0	0,55	463,7		484,6
78-77	36,3	0,55	224,9		244,8
77-76	31,9	0,55	179,5		197,0
76-75	36,6	0,55	142,9		163,0
75-74	37,7	0,55	105,2		125,9
74-73	46,1	0,55	40,5		65,8
73-163	32,9	0,55	7,6		25,7
89-90	20,5	0,55	138,5		149,8
90-91	20,2	0,55	116,5		127,6
91-92	20,2	0,55	96,3		107,4
92-93	20,8	0,55	75,5		86,9
93-94	28,4	0,55	29,7		45,3
94-95	14,8	0,55	14,8		23,0
95-96	14,8	0,55	-		8,2
89-101	12,5	0,55	293,6		300,5
101-100	23,5	0,55	145,9		158,8

Продолжение таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
100-164	18,2	0,55	96,3		106,3
164-99	19,0	0,55	77,3		87,8
99-98	12,5	0,55	51,9		58,8
98-164	14,3	0,55	37,6		45,5
164-97	16,0	0,55	21,7		30,4
97-96	21,7	0,55	-		11,9
122-123	17,2	0,55	55,7		71,0
123-124	17,2	0,55	38,5		53,8
124-125	14,4	0,55	24,1		37,8
125-126	12,2	0,55	11,9		24,4
126-127	11,9	0,55	-	5,8	12,3
122-142	6,5	0,55	52,9		61,4
142-141	12,9	0,55	39,9		52,0
141-140	14,4	0,55	25,5		38,4
140-139	14,4	0,55	11,1		24,1
139-138	11,1	0,55	-	5,0	11,1
134-135	14,4	0,55	33,8		36,7
135-136	11,1	0,55	22,7		23,8
136-137	11,5	0,55	11,1		12,5
137-138	11,1	0,55	-	-5,0	1,1
134-133	8,3	0,55	109,8		108,5
133-132	15,5	0,55	78,1		80,8
132-131	12,2	0,55	47,5		48,4
131-130	10,4	0,55	37,0		37,0
130-129	9,3	0,55	27,7		27,0
129-128	13,7	0,55	14,0		15,7
128-127	14,0	0,55	-	-5,8	1,9
6-57	15,8	0,55	-		8,7
8-56	22,2	0,55	-		12,2
9-55	21,8	0,55	-		12,0
5-58	10,6	0,55	34,7		40,5
58-59	12,5	0,55	22,2		29,1
59-60	10,0	0,55	12,2		17,7
60-61	12,2	0,55	-		6,7
38-39	0,9	0,55	1,1		1,6
39-40	1,1	0,55	-		0,6
46-54	1,1	0,55	-		0,6
68-83	0,6	0,55	0,6		1,0
83-84	0,6	0,55	-		0,3
69-85	0,4	0,55	163,1		163,4
85-86	0,7	0,55	-		0,4
78-82	30,8	0,55	171,8		188,7

Продолжение таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
77-81	13,5	0,55	-		7,4
74-88	18,7	0,55	-		10,3
163-87	15,2	0,55	-		8,3
93-104	2,8	0,55	14,7		16,2
104-105	6,1	0,55	8,6		12,0
105-106	4,3	0,55	4,3		6,7
106-107	4,3	0,55	-		2,4
90-102	0,9	0,55	0,9		1,4
102-103	0,9	0,55	-		0,5
100-110	15,7	0,55	15,7		24,3
110-111	15,7	0,55	-		8,6
99-108	8,2	0,55	4,7		9,2
108-109	4,7	0,55	-		2,6
101-112	5,3	0,55	118,9		121,9
112-116	12,7	0,55	91,8		98,9
116-119	17,5	0,55	37,1		46,7
119-120	9,5	0,55	27,6		32,9
120-121	27,6	0,55	-		15,2
116-117	19,3	0,55	18,0		28,6
117-118	18,0	0,55	-		9,9
112-113	6,2	0,55	8,2		11,6
113-114	4,1	0,55	4,1		6,3
114-115	4,1	0,55	-		2,2
122-143	2,3	0,55	98,0		99,3
143-144	2,3	0,55	95,7		97,0
144-148	9,5	0,55	51,2		56,4
148-153	2,4	0,55	7,5		8,8
153-154	2,4	0,55	5,1		6,4
154-155	2,5	0,55	2,5		3,9
155-156	2,5	0,55	-		1,4
133-160	6,1	0,55	10,1		13,5
160-161	5,5	0,55	4,7		7,7
161-162	4,7	0,55	-		2,6
132-157	5,9	0,55	12,5		15,7
157-158	6,2	0,55	6,2		9,7
158-159	6,2	0,55	-		3,4
144-145	11,8	0,55	23,2		29,7
145-146	12,2	0,55	11,0		17,7
146-147	11,0	0,55	-		6,1
148-149	3,9	0,55	37,4		39,5
149-150	10,6	0,55	26,8		32,6
150-151	13,8	0,55	13,0		20,6

Окончание таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
151-152	13,0	0,55	-		7,1
82-К2	171,8	0,55	-		171,8
85-К3	162,4	0,55	-		162,4
65-Х	60,9	0,55	-		60,9

Таблица 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	<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>	<i>ΔP</i> , Па	<i>ΔP/Q_p</i>
К1	1-2	К2	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-374,0	47559	0,0214	-158	0,4225
	2-3		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-268,8	34180	0,0233	-70	0,2619
	3-4		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-247,4	31467	0,0238	-54	0,2188
	4-5		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-221,1	28120	0,0244	-76	0,3436
	5-6		40	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-156,2	19858	0,0267	-4	0,0258
	6-7		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-121,7	15482	0,0284	-25	0,2035
	7-8		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-82,9	10548	0,0312	-13	0,1526
	8-9		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-26,6	3378	0,0375	-1	0,0495
	1-17	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	573,4	72925	0,0193	206	0,3596
	17-16	К2	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	551,8	70171	0,0194	174	0,3161
	16-15	К2	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	527,0	67014	0,0197	237	0,4500
	15-14		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	134,6	17113	0,0277	27	0,2021
	14-13		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	116,7	14841	0,0287	21	0,1816
	13-12		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	99,8	12686	0,0298	14	0,1430
	12-11		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	83,9	10673	0,0311	11	0,1256
	11-10		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	60,2	7657	0,0338	8	0,1295
10-9		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	27,9	3552	0,0381	2	0,0628	
$\Delta = \frac{299}{0,5 \cdot 1102} 100\% = 54,2\%$, $\Sigma \Delta Q_k = 12,9 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma 299$ $\Sigma P / = 1102$	$\Sigma 3,6485$
К2	1-2	К1	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	374,0	47559	0,0214	158	0,4225
	2-18		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	63,0	8008	0,0335	6	0,0980
	18-19		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,7	4418	0,0388	2	0,0711
	19-20		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	10,0	1268	0,0505	0	0,0250
	1-17	К1	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-573,4	72925	0,0193	-206	0,3596
	17-16	К1	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-551,8	70171	0,0194	-174	0,3161
	16-15	К1	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-527,0	67014	0,0197	-237	0,4500

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> x <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К2	15-23		70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-366,0	46542	0,0215	-31	0,0856
	23-22	К3	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-210,7	26801	0,0247	-68	0,3233
	22-21		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-22,3	2839	0,0354	-1	0,0343
	21-20		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-7,5	951	0,0673	0	0,0187
$\Delta = \frac{-551}{0,5 \cdot 885} 100\% = -124,5\%$, $\Sigma \Delta Q_k = 145,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma -551$ $\Sigma / \Delta P = 885$	$\Sigma 2,2043$
К3	23-24		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-104,5	13296	0,0295	-17	0,1624
	24-25		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-54,8	6971	0,0346	-5	0,1001
	23-22	К2	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	210,7	26801	0,0247	68	0,3233
	22-53		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	141,0	17929	0,0273	18	0,1256
	53-52		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	121,2	15415	0,0284	16	0,1281
	52-51		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	88,5	11256	0,0307	11	0,1223
	51-50		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,6	4394	0,0389	3	0,0812
	64-65	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	399,3	50786	0,0211	83	0,2089
	65-66	К4	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	315,9	40172	0,0224	45	0,1423
	66-29	К4	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	279,2	35512	0,0231	103	0,3694
	29-28		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	71,6	9103	0,0324	7	0,1043
	28-27		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	42,7	5435	0,0369	4	0,0904
	27-26		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	10,0	1272	0,0503	0	0,0289
	26-25		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-18,7	2379	0,0334	0	0,0213
	64-63	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-477,9	60775	0,0202	-164	0,3435
	63-62	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-443,2	56360	0,0205	-138	0,3105
	62-36	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-407,2	51787	0,0210	-135	0,3312
36-37		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-330,4	42013	0,0221	-105	0,3171	
37-38		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-306,4	38964	0,0225	-85	0,2782	
38-41		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-275,5	35039	0,0231	-106	0,3854	

Окончание таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	<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>	<i>ΔP</i> , Па	<i>ΔP/Q_p</i>
К3	41-42		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-239,6	30476	0,0240	-83	0,3471
	42-43		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-211,6	26914	0,0247	-34	0,1622
	43-44		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-190,8	24259	0,0254	-37	0,1950
	44-45		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-166,8	21218	0,0262	-29	0,1764
	45-46		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-142,9	18176	0,0273	-22	0,1571
	46-47		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-118,8	15104	0,0285	-16	0,1314
	47-48		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-94,9	12064	0,0302	-11	0,1199
	48-49		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-67,5	8582	0,0329	-7	0,1032
	49-50		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-28,3	3605	0,0383	-2	0,0539
$\Delta = \frac{-640}{0,5 \cdot 1356} 100\% = -94,4\%$, $\Sigma \Delta Q_k = 86,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma -640$ $\Sigma / \Delta P = 1356$	$\Sigma 5,4208$
К4	64-65	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-399,3	50786	0,0211	-83	0,2089
	65-66	К3	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-315,9	40172	0,0224	-45	0,1423
	66-29	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-279,2	35512	0,0231	-103	0,3694
	29-30		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-150,1	19094	0,0269	-21	0,1379
	30-31		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-116,3	14788	0,0287	-14	0,1242
	31-32		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-76,8	9767	0,0318	-9	0,1137
	32-33		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-41,2	5239	0,0372	-4	0,0903
	33-34		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-15,1	1924	0,0333	0	0,0328
	64-63	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	477,9	60775	0,0202	164	0,3435
	63-62	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	443,2	56360	0,0205	138	0,3105
	62-36	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	407,2	51787	0,0210	135	0,3312
	36-35		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,5	4390	0,0389	2	0,0708
	35-34		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	12,2	1558	0,0411	0	0,0265
$\Delta = \frac{160}{0,5 \cdot 719} 100\% = 44,5\%$, $\Sigma \Delta Q_k = 25,9 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma 160$ $\Sigma / \Delta P = 719$	$\Sigma 2,3020$

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{—кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{299}{1,75 \cdot 3,6485} = -46,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-551}{1,75 \cdot 2,2043} = 162,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-640}{1,75 \cdot 5,4208} = 64,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{160}{1,75 \cdot 2,3020} = -17,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{—кольцо 1 } \Delta Q_K = -46,9 + \frac{(0,4225 + 0,03596 + 0,03161 + 0,04500) \cdot 142,9}{3,6485} = 13,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 2 } \Delta Q_K = 142,9 + \frac{(0,4225 + 0,03596 + 0,3161 + 0,04500) \cdot 13,8 + 0,3233 \cdot 67,4}{2,2043} = 162,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 3 } \Delta Q_K = 64,1 + \frac{(0,2089 + 0,1423 + 0,3694 + 0,3435 + 0,3105 + 0,3312) \cdot (-39,7) + 0,3233 \cdot 162,5}{5,4208} = 64,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{—кольцо 4 } \Delta Q_K = \frac{-39,7}{2,3020} = -17,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Аналогично проводим расчеты при последующих приближениях и определяем поправочный расход для каждого кольца в каждом потреблении. Результаты расчета сведены в таблицу 20.

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

Таблица 17 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №1

Наименование показателя	Номер приближения														Σ
	Предв.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Кольцо 1															
Ошибка в кольце, %	54,32	-7,92	0,10	0,19	0,19	0,15	0,09	0,09	0,06	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-46,86	6,12	-0,08	-0,15	-0,15	-0,11	-0,07	-0,07	-0,04	-0,03	-0,01	-0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	13,78	-1,36	0,18	0,18	0,08	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,91
Кольцо 2															
Ошибка в кольце, %	-124,57	20,52	-0,70	-0,90	-0,63	-0,39	-0,22	-0,22	-0,13	-0,07	-0,04	-0,02	-0,01	-0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	142,90	-18,52	0,64	0,81	0,57	0,35	0,20	0,20	0,11	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	162,46	-18,61	0,28	0,44	0,29	0,17	0,09	0,09	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	145,34
Кольцо 3															
Ошибка в кольце, %	-94,35	-12,92	7,69	7,82	5,35	3,25	1,88	1,88	1,06	0,60	0,34	0,19	0,11	0,06	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	67,43	8,41	-5,01	-5,09	-3,48	-2,11	-1,22	-1,22	-0,69	-0,39	-0,22	-0,12	-0,07	-0,04	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	64,64	16,09	3,91	1,11	0,29	0,07	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,18
Кольцо 4															
Ошибка в кольце, %	44,45	-29,10	-30,68	-21,21	-12,95	-7,49	-4,25	-4,25	-2,40	-1,35	-0,76	-0,42	-0,24	-0,13	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-39,67	25,04	26,60	18,48	11,25	6,51	3,70	3,70	2,09	1,18	0,66	0,37	0,21	0,12	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-17,23	10,53	11,43	8,08	4,93	2,87	1,63	1,63	0,92	0,52	0,29	0,16	0,09	0,05	25,90

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{у\check{c}} / , \text{ кПа},$$

(40)

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

$|\Delta P_{уч}|$ - 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 №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	$\Delta Q_{уч}$, м ³ /ч	Q_p^n , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2	К2	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-374,0	-132,4	-506,4	64400	0,0199	-268,6	0,5304
	2-3		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-268,8	12,9	-255,9	32538	0,0236	-64,6	0,2524
	3-4		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-247,4	12,9	-234,5	29825	0,0241	-49,3	0,2102
	4-5		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-221,1	12,9	-208,2	26477	0,0248	-68,4	0,3284
	5-6		40	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-156,2	12,9	-143,2	18216	0,0272	-3,5	0,0242
	6-7		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-121,7	12,9	-108,8	13840	0,0292	-20,4	0,1871
	7-8		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-82,9	12,9	-70,0	8905	0,0326	-9,4	0,1344
	8-9		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-26,6	12,9	-13,7	1736	0,0369	-0,3	0,0250
	1-17	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	573,4	-132,4	441,0	56084	0,0206	130,2	0,2953
	17-16	К2	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	551,8	-132,4	419,4	53330	0,0208	107,9	0,2573
	16-15	К2	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	527,0	-132,4	394,5	50173	0,0211	142,9	0,3622
	15-14		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	134,6	12,9	147,5	18755	0,0270	31,9	0,2165
	14-13		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	116,7	12,9	129,6	16483	0,0279	25,5	0,1965
	13-12		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	99,8	12,9	112,7	14328	0,0289	17,7	0,1567
	12-11		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	83,9	12,9	96,8	12316	0,0300	13,5	0,1399
	11-10		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	60,2	12,9	73,1	9299	0,0322	11,0	0,1498
	10-9		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	27,9	12,9	40,8	5194	0,0373	3,7	0,0897
$\Delta = \frac{-0,2}{0,5 \cdot 969} 100\% = -0,04\%$										$\Sigma -0,2$	$\Sigma 3,5559$
										$\Sigma/\Delta P = 968,7$	

Продолжение таблицы 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> x <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	<i>Q_pⁿ</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К2	1-2	К1	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	374,0	132,4	506,4	64389	0,0199	268,5	0,5303
	2-18		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	63,0	145,3	208,3	26479	0,0248	50,0	0,2403
	18-19		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,7	145,3	180,1	22888	0,0257	43,9	0,2441
	19-20		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	10,0	145,3	155,3	19739	0,0267	31,9	0,2056
	1-17	К1	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-573,4	132,4	-441,0	56095	0,0206	-130,3	0,2954
	17-16	К1	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-551,8	132,4	-419,4	53342	0,0208	-107,9	0,2573
	16-15	К1	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-527,0	132,4	-394,5	50184	0,0211	-143,0	0,3623
	15-23		70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-366,0	145,3	-220,6	28071	0,0244	-12,9	0,0586
	23-22	К3	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-210,7	59,2	-151,6	19287	0,0268	-38,3	0,2526
	22-21		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-22,3	145,3	123,0	15632	0,0283	18,6	0,1510
	21-20		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-7,5	145,3	137,9	17520	0,0275	19,4	0,1410
$\Delta = \frac{0,0}{0,5 \cdot 865} 100\% = -0,01\%$										$\Sigma 0,0$	$\Sigma 2,7387$
										$\Sigma/\Delta P = 864,9$	
К3	23-24		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-104,5	86,2	-18,4	2338	0,0332	-0,6	0,0322
	24-25		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-54,8	86,2	31,4	3986	0,0396	2,1	0,0655
	23-22	К2	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	210,7	-59,2	151,6	19287	0,0268	38,3	0,2526
	22-53		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	141,0	86,2	227,2	28887	0,0243	40,8	0,1796
	53-52		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	121,2	86,2	207,4	26372	0,0248	39,7	0,1917
	52-51		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	88,5	86,2	174,7	22214	0,0259	35,6	0,2036
	51-50		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,6	86,2	120,7	15351	0,0284	25,1	0,2076
	64-65	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	399,3	60,3	459,6	58664	0,0203	107,4	0,2327
	65-66	К4	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	315,9	60,3	376,2	48050	0,0214	61,5	0,1628
66-29	К4	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	279,2	60,3	339,5	43390	0,0219	146,5	0,4292	

Продолжение таблицы 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> x <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	<i>Q_pⁿ</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К3	29-28		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	71,6	86,2	157,8	20061	0,0266	29,8	0,1886
	28-27		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	42,7	86,2	128,9	16393	0,0280	26,7	0,2068
	27-26		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	10,0	86,2	96,2	12230	0,0301	16,0	0,1660
	26-25		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-18,7	86,2	67,5	8579	0,0329	5,1	0,0757
	64-63	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-477,9	60,3	-417,6	52898	0,0209	-128,8	0,3096
	63-62	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-443,2	60,3	-382,9	48482	0,0213	-105,7	0,2774
	62-36	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-407,2	60,3	-346,9	43910	0,0219	-101,0	0,2926
	36-37		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-330,4	86,2	-244,2	31055	0,0238	-61,7	0,2528
	37-38		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-306,4	86,2	-220,2	28006	0,0245	-47,8	0,2172
	38-41		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-275,5	86,2	-189,3	24081	0,0254	-55,1	0,2909
	41-42		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-239,6	86,2	-153,5	19519	0,0268	-38,1	0,2485
	42-43		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-211,6	86,2	-125,5	15957	0,0282	-13,7	0,1096
	43-44		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-190,8	86,2	-104,6	13301	0,0295	-13,0	0,1243
	44-45		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-166,8	86,2	-80,7	10260	0,0314	-8,3	0,1023
	45-46		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-142,9	86,2	-56,7	7219	0,0343	-4,5	0,0786
	46-47		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-118,8	86,2	-32,6	4146	0,0394	-1,6	0,0498
	47-48		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-94,9	86,2	-8,7	1107	0,0578	-0,2	0,0211
48-49		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-67,5	86,2	18,7	2376	0,0334	0,5	0,0290	
49-50		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-28,3	86,2	57,8	7352	0,0342	5,7	0,0980	
$\Delta = \frac{0,3}{0,5 \cdot 1161} 100\% = 0,06\%$										Σ0,3	Σ5,0963
										Σ/ΔP/=1160,9	
К4	64-65	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-399,3	-60,3	-459,6	58664	0,0203	-107,4	0,2327
	65-66	К3	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-315,9	-60,3	-376,2	48050	0,0214	-61,5	0,1628

Окончание таблицы 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> × <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	<i>Q_pⁿ</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К4	66-29	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-279,2	-60,3	-339,5	43390	0,0219	-146,5	0,4292
	29-30		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-150,1	25,9	-124,2	16014	0,0281	-15,2	0,1209
	30-31		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-116,3	25,9	-90,4	11708	0,0304	-9,6	0,1042
	31-32		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-76,8	25,9	-50,9	6687	0,0350	-4,5	0,0856
	32-33		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-41,2	25,9	-15,3	2160	0,0323	-0,5	0,0323
	33-34		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	-15,1	25,9	10,8	1156	0,0554	0,3	0,0328
	64-63	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	477,9	-60,3	417,6	52898	0,0209	128,8	0,3096
	63-62	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	443,2	-60,3	382,9	48482	0,0213	105,7	0,2774
	62-36	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	407,2	-60,3	346,9	43910	0,0219	101,0	0,2926
	36-35		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	34,5	25,9	60,4	7470	0,0340	6,2	0,1054
	35-34		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8 (203,4)	12,2	25,9	38,1	4637	0,0383	2,7	0,0737
$\Delta = \frac{-0,5}{0,5 \cdot 690} 100\% = -0,13\%$									$\Sigma -0,5$	$\Sigma 2,2593$	
									$\Sigma / \Delta P = 689,7$		

Таблица 19 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

Номер участка	Q _н , м ³ /ч	Q _к , м ³ /ч	P _н , кПа	P _к , кПа
1-2	522,9	486,3	5,000	4,731
2-3	266,0	243,5	4,731	4,667
3-4	243,5	223,5	4,667	4,618
4-5	223,5	189,4	4,618	4,549
5-6	144,2	142,1	4,549	4,546
6-7	126,3	87,5	4,546	4,525
7-8	87,5	48,7	4,525	4,516
8-9	26,5	-2,0	4,516	4,516
1-17	451,2	428,6	5,000	4,870
17-16	428,6	408,1	4,870	4,762
16-15	408,1	377,9	4,762	4,619
15-14	155,5	137,7	4,619	4,587
14-13	137,7	119,8	4,587	4,562
13-12	119,8	104,0	4,562	4,544
12-11	104,0	88,1	4,544	4,530
11-10	88,1	54,8	4,530	4,519
10-9	54,8	23,8	4,519	4,516
2-18	220,3	193,7	4,731	4,681
18-19	193,7	163,5	4,681	4,637
19-20	163,5	145,3	4,637	4,606
15-23	222,4	218,5	4,619	4,606
23-22	177,7	119,7	4,606	4,568
22-21	131,7	115,9	4,586	4,568
21-20	145,3	131,7	4,606	4,586
23-24	40,7	-9,0	4,606	4,605
24-25	58,7	9,0	4,607	4,605
22-53	235,5	216,9	4,568	4,527
53-52	216,9	195,7	4,527	4,487
52-51	195,7	149,0	4,487	4,452
51-50	149,0	86,2	4,452	4,427
64-65	470,7	446,1	5,000	4,893
65-66	385,2	365,2	4,893	4,831
66-29	365,2	308,2	4,831	4,685
29-28	169,3	143,7	4,685	4,655
28-27	143,7	110,9	4,655	4,628
27-26	110,9	78,2	4,628	4,612
26-25	78,2	58,7	4,612	4,607
64-63	433,5	398,1	5,000	4,871
63-62	398,1	364,3	4,871	4,765
62-36	364,3	325,8	4,765	4,664
36-37	255,3	230,6	4,664	4,603
37-38	230,6	207,5	4,603	4,555
38-41	205,5	169,6	4,555	4,500
41-42	169,6	133,7	4,500	4,462
42-43	133,7	115,3	4,462	4,448
43-44	115,3	91,4	4,448	4,435

Окончание таблицы 19 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

Номер участка	Q _н , м ³ /ч	Q _к , м ³ /ч	P _н , кПа	P _к , кПа
44-45	91,4	67,5	4,435	4,427
45-46	67,5	43,6	4,427	4,422
46-47	42,5	20,4	4,422	4,421
47-48	20,4	-5,7	4,421	4,420
48-49	34,6	5,7	4,421	4,420
49-50	86,2	34,6	4,427	4,421
29-30	138,9	106,3	4,685	4,669
30-31	106,3	70,9	4,669	4,660
31-32	70,9	26,5	4,660	4,655
32-33	26,5	1,6	4,655	4,655
33-34	25,9	-1,6	4,656	4,655
36-35	70,4	48,2	4,664	4,658
35-34	48,2	25,9	4,658	4,656

Таблица 20 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №1

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
6-57	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	8,7	4982	0,0377	253	4,546	4,292
8-56	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	12,2	6997	0,0346	370	4,516	4,146
9-55	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	12,0	6872	0,0348	459	4,516	4,057
5-58	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	40,5	12877	0,0297	243	4,549	4,306
58-59	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	29,1	9233	0,0323	161	4,306	4,145
59-60	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	17,7	6746	0,0349	128	4,145	4,018
60-61	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	6,7	3842	0,0392	192	4,018	3,826
38-39	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	1,6	941	0,0680	14	4,555	4,541
39-40	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	0,6	353	0,1811	6	4,541	4,534
46-54	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	0,6	331	0,1931	6	4,422	4,417

65

Аналогично выполняем расчет оставшихся трех сетей низкого давления.

Таблица 21 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К5	67-68		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-334,1	47795	0,02140	-214	0,6394
	68-69		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-295,7	42301	0,02206	-205	0,6928
	69-70		50	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-107,1	15328	0,02844	-5	0,0426
	70-71		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-89,9	12859	0,02971	-20	0,2239
	71-72		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-57,5	8233	0,03322	-10	0,1656
	72-163		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-25,1	3591	0,03828	-2	0,0806
	67-80		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	551,7	78931	0,01888	498	0,9023
	80-79		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	519,3	74290	0,01916	433	0,8344
	79-78		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	484,6	69336	0,01950	397	0,8187
	78-77		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	244,8	35025	0,02313	85	0,3482

Окончание таблицы 21 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К5	77-76		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	197,0	28187	0,02442	79	0,4034
	76-75		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	163,0	23325	0,02560	61	0,3733
	75-74		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	125,9	18018	0,02731	40	0,3172
	74-73		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	65,8	9415	0,03212	11	0,1654
	73-163		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	25,7	3673	0,03857	1	0,0554
$\Delta = \frac{1151}{0,5 \cdot 2060} 100\% = 111,7\%$, $\Sigma \Delta Q_k = -110,9$ м ³ /ч (по таблице 22)								$\Sigma 1151$	$\Sigma 6,0632$
								$\Sigma/\Delta P = 2060$	

Поправочный расход кольцевой сети низкого давления №2:

$$-\text{кольцо 5 } \Delta Q_K^1 = -\frac{1151}{1,75 \cdot 6,0632} = -108,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 22 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №2

Наименование показателя	Номер приближения			Итого
	Предварительное потокораспределение	Первое приближение	Второе приближение	
Кольцо 5				
Ошибка в кольце, %	111,73	2,64	-0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-108,48	-2,38	0,01	-110,86

Таблица 23 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	Q_p^n , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К5	67-68		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-334,1	-108,5	-442,5	63656	0,0199	-352,7	0,7927
	68-69		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-295,7	-108,5	-404,1	58162	0,0204	-357,6	0,8797
	69-70		50	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-107,1	-108,5	-215,6	31189	0,0238	-15,8	0,0725
	70-71		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-89,9	-108,5	-198,4	28720	0,0243	-82,1	0,4091
	71-72		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-57,5	-108,5	-166,0	24094	0,0254	-62,4	0,3706
	72-163		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	-25,1	-108,5	-133,6	19452	0,0268	-41,5	0,3054
	67-80		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	551,7	-108,5	443,2	63070	0,0200	336,2	0,7626
	80-79		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	519,3	-108,5	410,8	58429	0,0204	284,6	0,6969
	79-78		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	484,6	-108,5	376,2	53475	0,0208	251,9	0,6738
	78-77		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	244,8	-108,5	136,3	19164	0,0269	29,7	0,2215
	77-76		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	197,0	-108,5	88,5	12326	0,0300	18,7	0,2169
	76-75		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	163,0	-108,5	54,6	7464	0,0340	8,3	0,1588
	75-74		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	125,9	-108,5	17,5	2157	0,0323	0,7	0,0449
	74-73		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	65,8	-108,5	-42,7	6445	0,0353	-5,6	0,1245
	73-163		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6 (180,8)	25,7	-108,5	-82,8	12188	0,0301	-12,2	0,1434
$\Delta = \frac{0,0}{0,5 \cdot 1859} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0,0$	$\Sigma 5,8734$
										$\Sigma/\Delta P = 1858,8$	

Таблица 24 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №2

Номер участка	Q _н , м ³ /ч	Q _к , м ³ /ч	P _н , кПа	P _к , кПа
67-68	457,8	423,9	5,000	4,647
68-69	422,6	381,6	4,647	4,290
69-70	218,0	212,7	4,290	4,274
70-71	212,7	180,8	4,274	4,192
71-72	180,8	147,9	4,192	4,129
72-163	147,9	116,1	4,129	4,088
67-80	458,0	425,1	5,000	4,664
80-79	425,1	393,3	4,664	4,379
79-78	393,3	355,3	4,379	4,127
78-77	152,7	116,4	4,127	4,098
77-76	102,9	71,0	4,098	4,079
76-75	71,0	34,4	4,079	4,071
75-74	34,4	-3,3	4,071	4,070
74-73	68,0	21,9	4,076	4,070
73-163	100,9	68,0	4,088	4,076

Таблица 25 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №2

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
68-83	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	1,0	547	0,1171	10	4,647	4,637
83-84	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	0,3	194	0,3299	4	4,637	4,634
69-85	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	163,4	33377	0,0234	249	4,290	4,041
85-86	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	0,4	223	0,2865	5	4,041	4,036
78-82	410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-180x8,6 (162,8)	188,7	29988	0,0240	166	4,127	3,962
77-81	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	7,4	4251	0,0392	142	4,098	3,955
74-88	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	10,3	4657	0,0383	116	4,070	3,954
163-87	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	8,3	4771	0,0381	197	4,076	3,879

69

Таблица 26 - Гидравлический расчет сети низкого давления №3 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К6	89-90		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-149,8	30603	0,02392	-321	2,1417
	90-91		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-127,6	26077	0,02490	-229	1,7939
	91-92		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-107,4	21946	0,02600	-169	1,5763
	92-93		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-86,9	17761	0,02741	-120	1,3845
	93-94		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-45,3	9247	0,03227	-44	0,9698
	94-95		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-23,0	4695	0,03822	-9	0,3792
	95-96		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-8,2	1666	0,03842	-1	0,1352
	89-101		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	300,5	61406	0,02010	663	2,2065
	101-100		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	158,8	32446	0,02357	296	1,8647
	100-164		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	106,3	21729	0,02606	113	1,0584
	164-99		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	87,8	17933	0,02734	84	0,9563
99-98		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	58,8	12012	0,03022	38	0,6490	

Окончание таблицы 26 - Гидравлический расчет сети низкого давления №3 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	<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>	<i>ΔP</i> , Па	<i>ΔP/Q_p</i>
	98-164		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	45,5	9291	0,03223	28	0,6083
	164-97		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	30,4	6221	0,03563	15	0,5043
	97-96		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	11,9	2435	0,03363	3	0,2529
$\Delta = \frac{347}{0,5 \cdot 2133} 100\% = 32,5\%$, $\Sigma \Delta Q_k = -12,0$ м ³ /ч (по таблице 27)								$\Sigma 347$ $\Sigma / \Delta P = 2133$	$\Sigma 16,4809$

Поправочный расход кольцевой сети низкого давления №3:

$$-\text{кольцо 6 } \Delta Q_k^1 = -\frac{347}{1,75 \cdot 16,4809} = -12,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 27 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №3

Наименование показателя	Номер приближения			Итого
	Предварительное потокораспределение	Первое приближение	Второе приближение	
Кольцо 6				
Ошибка в кольце, %	32,52	-0,20	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-12,03	0,07	0,00	-11,95

Таблица 28 - Гидравлический расчет сети низкого давления №3 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	Q_p^n , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К6	89-90		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-149,8	-12,0	-161,8	33045	0,0235	-366,9	2,2686
	90-91		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-127,6	-12,0	-139,7	28519	0,0243	-267,8	1,9185
	91-92		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-107,4	-12,0	-119,4	24388	0,0253	-203,6	1,7060
	92-93		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-86,9	-12,0	-99,0	20203	0,0265	-150,8	1,5249
	93-94		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-45,3	-12,0	-57,3	11688	0,0304	-66,1	1,1561
	94-95		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-23,0	-12,0	-35,0	7137	0,0344	-18,1	0,5191
	95-96		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	-8,2	-12,0	-20,2	4108	0,0395	-6,9	0,3430
	89-101		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	300,5	-12,0	288,5	58964	0,0203	617,7	2,1404
	101-100		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	158,8	-12,0	146,8	30004	0,0240	258,2	1,7585
	100-164		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	106,3	-12,0	94,3	19287	0,0268	91,4	0,9678
	164-99		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	87,8	-12,0	75,7	15491	0,0284	65,0	0,8568
	99-98		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	58,8	-12,0	46,8	9570	0,0320	25,6	0,5473
	98-164		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	45,5	-12,0	33,4	6849	0,0348	16,2	0,4840
	164-97		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	30,4	-12,0	18,4	3779	0,0389	6,2	0,3349
	97-96		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	11,9	-12,0	-0,1	7	9,2753	0,0	0,1976
$\Delta = \frac{0,0}{0,5 \cdot 2161} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0,0$ $\Sigma/\Delta P = 2160,9$	$\Sigma 16,7235$

Таблица 29 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №3

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
89-90	171,0	150,5	5,000	4,633
90-91	148,8	128,5	4,633	4,365
91-92	128,5	108,3	4,365	4,162
92-93	108,3	87,5	4,162	4,011
93-94	70,0	41,7	4,011	3,945
94-95	41,7	26,9	3,945	3,927
95-96	26,9	12,0	3,927	3,920
89-101	294,2	281,6	5,000	4,382
101-100	157,3	133,8	4,382	4,124
100-164	102,5	84,3	4,124	4,033
164-99	84,3	65,3	4,033	3,968
99-98	52,4	39,9	3,968	3,942
98-164	39,9	25,6	3,942	3,926
164-97	25,6	9,6	3,926	3,920
97-96	9,6	-12,0	3,920	3,920

Таблица 30 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №3

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
93-104	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	16,2	6183	0,0357	60	4,011	3,951
104-105	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	12,0	4560	0,0385	77	3,951	3,874
105-106	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	6,7	3033	0,0362	45	3,874	3,829
106-107	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	2,4	1357	0,0472	24	3,829	3,806
90-102	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	1,4	781	0,0820	16	4,633	4,617
102-103	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	0,5	277	0,2310	6	4,617	4,612
100-110	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	24,3	9263	0,0323	258	4,124	3,866
110-111	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	8,6	3287	0,0372	37	3,866	3,829
99-108	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	9,2	4166	0,0394	110	3,968	3,858
108-109	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	2,6	1468	0,0436	17	3,858	3,840
101-112	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	121,9	24900	0,0252	155	4,382	4,227
112-116	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7 (126,6)	98,9	20197	0,0265	151	4,227	4,076
116-119	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3 (99,4)	46,7	12156	0,0301	88	4,076	3,989
119-120	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	32,9	10439	0,0313	66	3,989	3,922
120-121	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	15,2	5802	0,0363	120	3,922	3,802
116-117	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	28,6	9084	0,0324	116	4,076	3,960
117-118	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	9,9	3771	0,0389	39	3,960	3,922
112-113	410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	11,6	5248	0,0372	183	4,227	4,044
113-114	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	6,3	3618	0,0384	119	4,044	3,926
114-115	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	2,2	1284	0,0498	19	3,926	3,906

Таблица 31 - Гидравлический расчет сети низкого давления №4 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К7	122-123		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-71,0	16248	0,02802	-161	2,2736
	123-124		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-53,8	12304	0,03004	-99	1,8457
	124-125		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-37,8	8654	0,03280	-55	1,4538
	125-126		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-24,4	5583	0,03660	-22	0,8896
	122-142		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	61,4	14060	0,02906	58	0,9415
	142-141		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	52,0	11912	0,03029	87	1,6627
	141-140		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	38,4	8800	0,03267	57	1,4722
	140-139		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	24,1	5507	0,03673	25	1,0359
	139-138		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	11,1	2548	0,03415	4	0,3453
	134-135		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-36,7	8404	0,03305	-52	1,4223
	135-136		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-23,8	5445	0,03683	-19	0,7960
	136-137		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-12,5	2856	0,03547	-5	0,4150
	137-138		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-1,1	259	0,24716	0	0,2540
	134-133		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	108,5	24844	0,02520	200	1,8437
	133-132		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	80,8	18497	0,02713	156	1,9275
	132-131		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	48,4	11077	0,03084	72	1,4872
	131-130		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	37,0	8464	0,03299	38	1,0366
	130-129		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	27,0	6188	0,03567	20	0,7348
	129-128		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	15,7	3603	0,03833	11	0,6718
128-127		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	1,9	438	0,14612	1	0,3196	
127-126		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-12,3	2822	0,03533	-5	0,4212	
$\Delta = \frac{308}{0,5 \cdot 1146} 100\% = 53,8\%$, $\Sigma \Delta Q_k = -5,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 32)								$\Sigma 308$ $\Sigma / \Delta P = 1146$	$\Sigma 23,2500$

Поправочный расход кольцевой сети низкого давления №4:

$$-\text{кольцо 7 } \Delta Q_K^1 = -\frac{308}{1,75 \cdot 23,2500} = -7,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таблица 32 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №4

Наименование показателя	Номер приближения			Итого
	Предварительное потокораспределение	Первое приближение	Второе приближение	
Кольцо 6				
Ошибка в кольце, %	42,20	-0,10	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-5,86	0,01	0,00	-5,84

75

Таблица 33 - Гидравлический расчет сети низкого давления №4 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	l, м	d _n x s, мм	Q _p , м ³ /ч	ΔQ _{уч} , м ³ /ч	Q _p ⁿ , м ³ /ч	Re	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К7	122-123		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-71,0	-7,6	-78,5	17586	0,0275	-185,3	2,4126
	123-124		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-53,8	-7,6	-61,3	13642	0,0293	-118,9	1,9942
	124-125		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-37,8	-7,6	-45,4	9992	0,0316	-70,7	1,6193
	125-126		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-24,4	-7,6	-32,0	6921	0,0347	-31,6	1,0451
	122-142		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	61,4	-7,6	53,9	11578	0,0305	41,2	0,8138
	142-141		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	52,0	-7,6	44,5	9429	0,0321	57,5	1,3954

Окончание таблицы 33 - Гидравлический расчет сети низкого давления №4 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Окончательный расчет						
	Номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	Q_p^n , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К7	141-140		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	38,4	-7,6	30,9	6318	0,0355	31,7	1,1482
	140-139		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	24,1	-7,6	16,5	3025	0,0362	7,4	0,5601
	139-138		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	11,1	-7,6	3,6	1210	0,0529	1,3	0,2540
	134-135		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-36,7	-7,6	-44,3	10887	0,0310	-82,1	1,7269
	135-136		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-23,8	-7,6	-31,4	7927	0,0335	-36,5	1,0550
	136-137		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-12,5	-7,6	-20,0	5338	0,0370	-18,9	0,8096
	137-138		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-1,1	-7,6	-8,7	1597	0,0401	-1,8	0,2540
	134-133		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	108,5	-7,6	101,0	23506	0,0256	181,6	1,7687
	133-132		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	80,8	-7,6	73,2	17159	0,0276	136,6	1,8219
	132-131		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	48,4	-7,6	40,8	9740	0,0318	57,5	1,3503
	131-130		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	37,0	-7,6	29,4	7126	0,0344	28,4	0,9111
	130-129		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	27,0	-7,6	19,5	4850	0,0379	13,0	0,6121
	129-128		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	15,7	-7,6	8,2	2265	0,0328	3,6	0,3618
	128-127		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	1,9	-7,6	-5,7	900	0,0711	-1,3	0,3196
127-126		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	-12,3	-7,6	-19,9	4160	0,0394	-12,6	0,6924	
$\Delta = \frac{0,0}{0,5 \cdot 1128} 100\% = 0,00\%$									$\Sigma 0,0$	$\Sigma 22,9264$	
									$\Sigma/\Delta P = 1128,3$		

Таблица 34 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №4

Номер участка	Q _н , м ³ /ч	Q _к , м ³ /ч	P _н , кПа	P _к , кПа
122-123	86,3	69,1	5,000	4,815
123-124	69,1	51,8	4,815	4,696
124-125	51,8	37,5	4,696	4,625
125-126	37,5	25,2	4,625	4,594
122-142	56,8	50,3	5,000	4,959
142-141	50,3	37,3	4,959	4,901
141-140	37,3	23,0	4,901	4,870
140-139	23,0	8,6	4,870	4,862
139-138	8,6	-2,6	4,862	4,861
134-135	50,8	36,4	5,000	4,918
135-136	36,4	25,2	4,918	4,881
136-137	25,2	13,7	4,881	4,862
137-138	13,7	2,6	4,862	4,861
134-133	104,7	96,4	5,000	4,818
133-132	80,2	64,7	4,818	4,682
132-131	46,3	34,1	4,682	4,624
131-130	34,1	23,7	4,624	4,596
130-129	23,7	14,3	4,596	4,583
129-128	14,3	0,7	4,583	4,579
128-127	13,4	-0,7	4,581	4,580
127-126	25,2	13,4	4,594	4,581

Таблица 35 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №4

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
122-143	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	99,3	22722	0,0258	208	5,000	4,792
143-144	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	97,0	22195	0,0259	200	4,792	4,592
144-148	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	56,4	17922	0,0273	263	4,592	4,329
148-153	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	8,8	5026	0,0376	241	4,329	4,088
153-154	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	6,4	3663	0,0385	131	4,088	3,957
154-155	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	3,9	2258	0,0328	45	3,957	3,912
155-156	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	1,4	801	0,0799	14	3,912	3,898
133-160	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	13,5	7715	0,0338	685	4,818	4,133
160-161	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	7,7	4395	0,0389	230	4,133	3,904
161-162	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	2,6	1473	0,0435	25	3,904	3,879
132-157	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	15,7	7141	0,0344	291	4,682	4,391
157-158	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	9,7	5533	0,0367	393	4,391	3,999
158-159	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	3,4	1963	0,0326	44	3,999	3,955
144-145	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	29,7	11333	0,0307	306	4,592	4,286
145-146	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	17,7	8044	0,0334	292	4,286	3,994
146-147	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4 (45,2)	6,1	3468	0,0378	111	3,994	3,882
148-149	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	39,5	12566	0,0299	71	4,329	4,258
149-150	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	32,6	10359	0,0314	136	4,258	4,122
150-151	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6 (67,8)	20,6	7843	0,0336	187	4,122	3,935
151-152	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0 (57)	7,1	3241	0,0370	56	3,935	3,879
82-К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-160x7,7 (144,6)	171,8	30733	0,0239	127	3,962	3,835
85-К3	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6 (113)	162,4	37175	0,0228	194	4,041	3,847
65-Х	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3 (81,4)	60,9	19353	0,0268	496	4,893	4,397

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

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

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, кПа².

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

где $d_p^{отв}$ – 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;

$Q_{отв}$ – 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

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

$l_{\text{отв}}$ – длина участка ответвления, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{доп}} = p_{\text{н.отв}} - p_{\text{к}}, \text{ МПа}, \quad (48)$$

где $p_{\text{н.отв}}$ – начальное давление газа в ответвлении, МПа;

$p_{\text{к}}$ – 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

$$p_{\text{к.отв}} - p_{\text{к}} > 0 \quad (49)$$

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

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

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 27.

Таблица 36 - Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Расход газа на участке, $Q_{уч}$, м3/ч	Длина участка, l , м	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	273x8 (257)	9709,8	1110	977286	0,0161	0,0164	0,250	0,215
1-2	194x8 (178)	2684,1	1320	390058	0,0181	0,0106	0,215	0,188
2-3	168x6 (156)	2063,5	1210	342156	0,0187	0,0114	0,188	0,155
3-4	140x5 (130)	1159,2	1720	230660	0,0199	0,0135	0,155	0,103
4-ГРП №3	140x5 (130)	915,9	1810	182237	0,0202	0,0090	0,103	0,039
1-5	273x8 (257)	7025,7	530	707129	0,0163	0,0042	0,215	0,205
5-К1	114x5 (104)	6051,6	40	1505156	0,0196	0,0258	0,205	0,127
5-ГРП №1	114x5 (104)	974,1	2250	242269	0,0207	0,0396	0,205	0,047
2-ГРП №4	102x5 (92)	465,2	1100	130797	0,0220	0,0087	0,188	0,164
2-ГРП №6	76x5 (66)	155,4	740	60920	0,0249	0,0039	0,188	0,178
3-ГРП №2	114x5 (104)	904,3	850	224909	0,0207	0,0130	0,155	0,105
4-ГРП №5	76x5 (66)	243,4	220	95379	0,0239	0,0027	0,103	0,088

1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

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

С учетом планировки г. Вихоревка, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в городе проектируются шесть сетевых газорегуляторных пунктов.

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 37.

Таблица 37 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРС	600	250	9710
ГРП №1	47	5	974
ГРП №2	105	5	904
ГРП №3	39	5	916
ГРП №4	164	5	465
ГРП №5	88	5	243
ГРП №6	178	5	155
К1	127	50	6052

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

– ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК2-200/105;

– ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70;

– ГРП №2 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70;

- ГРП №3 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70;
- ГРП №4 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/11;
- ГРП №5 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/11;
- ГРП №6 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/8;
- К1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-200/140;

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

Регуляторы давления РДУК2-100/70, РДУК2-200/105, РДУК2-200/140, РД-50М/11 и РД-50М/8 стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

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

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.

На выбор регулятора давления РД-50М/11 и РД-50М/8 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

$$\text{при } (p_2/p_1 > 0,5) \quad Q_p = 0,031 Q_{\Pi} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (52)$$

$$\text{при } (p_2/p_1 < 0,5) \quad Q_p = 0,0157 Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (53)$$

где Q_{Π} – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа;

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

ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК2-200/105

Расчетный расход газа – 9710 м³/ч.

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

Избыточное давление газа после регулятора 250 кПа, абсолютное давление газа на выходе 351 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см².

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=351/701=0,50$ $\varphi=0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 25302 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{9710}{25302} \cdot 100 = 38 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК2-200/105.

ГРП №1 – регулятор РДУК2-100/70

Расчетный расход газа – 974 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 47 кПа, абсолютное давление газа на входе 149 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=149/106=0,72$ $\varphi=0,44$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2-100/70 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,44 \cdot 0,4 \cdot 149 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 1811 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-100/70 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{974}{1811} \cdot 100 = 54 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70.

ГРП №2 – регулятор РДУК2-100/70

Расчетный расход газа – 904 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 105 кПа, абсолютное давление газа на входе 207 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=207/106=0,51$ $\varphi=0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 207 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 2709 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{904}{2709} \cdot 100 = 33 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70.

ГРП №3 – регулятор РДУК2-100/70

Требуемая пропускная способность ГРП – 916 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 39 кПа, абсолютное давление газа на входе 140 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=140/106=0,76$ $\varphi=0,42$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,42 \cdot 0,4 \cdot 140 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 1624 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{916}{1624} \cdot 100 = 56 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК2-100/70.

ГРП №4 – регулятор РД-50М/11

Расчетный расход газа – 465 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 – 0,784 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=265$ кПа и расчетном расходе газа $Q=465$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М/11, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{п} = 190$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

Расчетная пропускная способность клапана рассчитывается по формуле (49) и составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot 190 \cdot \frac{265}{\sqrt{0,784}} = 891 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М рассчитывается по формуле (48) и составляет

$$K_3 = \frac{465}{891} \cdot 100 = 52 \text{ \%}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М/11 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/11.

ГРП №5 – регулятор РД-50М/11

Расчетный расход газа – 243 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 88 кПа, абсолютное давление газа на входе 190 кПа.

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

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=190$ кПа и расчетном расходе газа $Q=243$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М/11, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=161$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

Расчетная пропускная способность клапана рассчитывается по формуле (49) и составляет

$$Q_P = 0,031 \cdot 161 \cdot \sqrt{\left((190 - 106) \cdot \frac{106}{0,784} \right)} = 531 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М рассчитывается по формуле (48) и составляет

$$K_3 = \frac{243}{531} \cdot 100 = 46 \text{ \%}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М/11 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/11.

ГРП №6 – регулятор РД-50М/8

Расчетный расход газа – 155 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 178 кПа, абсолютное давление газа на входе 279 кПа.

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

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=279$ кПа и расчетном расходе газа $Q=155$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М/8, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=109$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

Расчетная пропускная способность клапана рассчитывается по формуле (49) и составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot 109 \cdot \frac{279}{\sqrt{0,784}} = 539 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М рассчитывается по формуле (48) и составляет

$$K_3 = \frac{155}{539} \cdot 100 = 29 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М/8 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М/8.

К1 – регулятор РДУК2-200/140

Расчетный расход газа – 6052 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 127 кПа, абсолютное давление газа на входе 228 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 50 кПа, абсолютное давление газа на выходе 151 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 154 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=151/228=0,66$ $\varphi=0,46$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 154 \cdot 0,46 \cdot 0,4 \cdot 228 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 11593 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/140 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{6052}{11593} \cdot 100 = 52 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2-200/140 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК2-200/140.

2. Технология возведения инженерных сооружений

2.1 Подготовительные работы

Строительство газопроводов начинается после получения разрешения на право проведения земляных работ на территории города. 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 заводов-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 должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов 15-20 м 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 строительно-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 комплексная газификация города Вихоревка Иркутской области, расход газа 30787,322 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 четыре кольцевых сети низкого давления с тупиковыми ответвлениями; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,1%; подобрано оборудование ГРП 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 города 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 131.13330.2012 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.

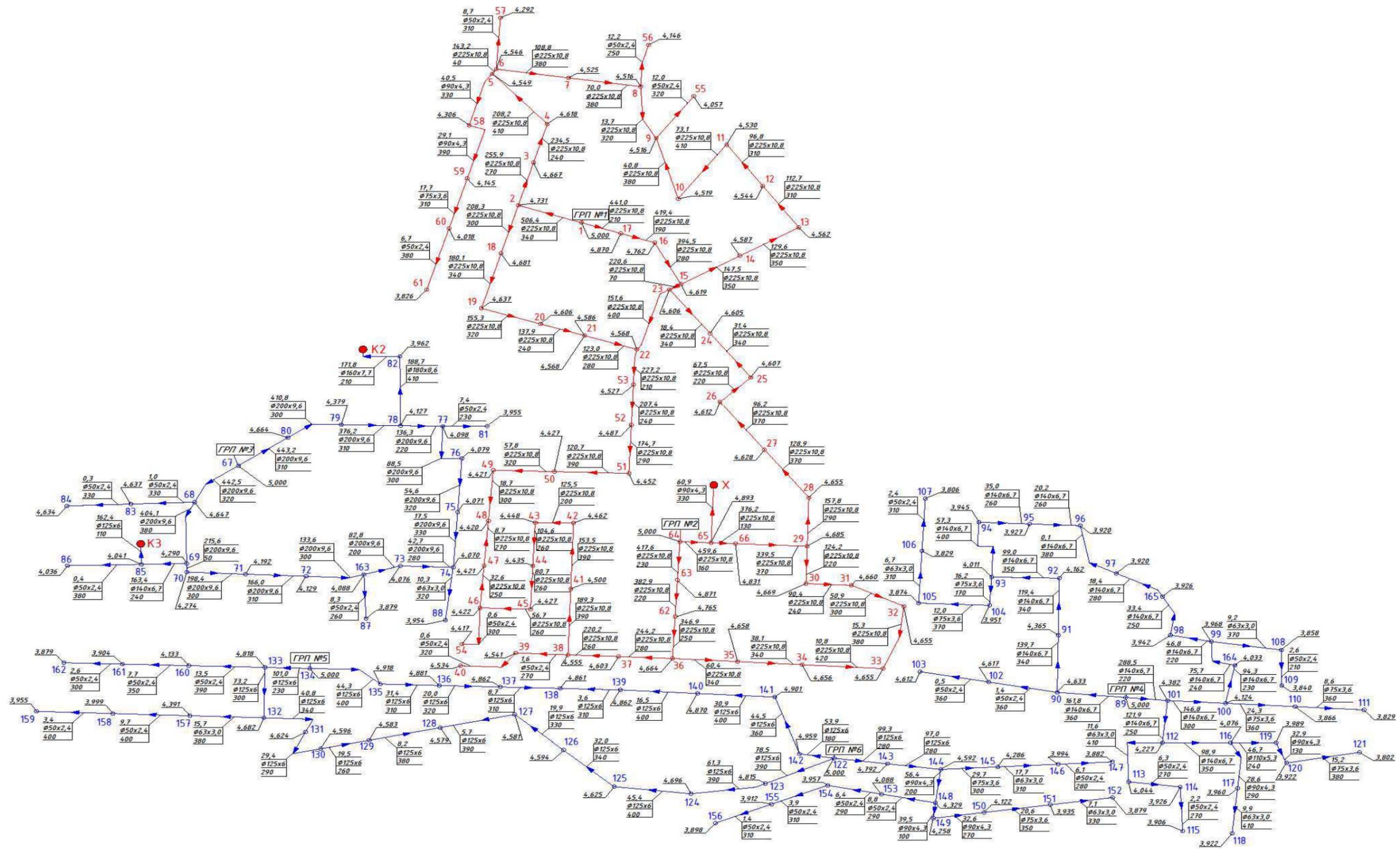
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

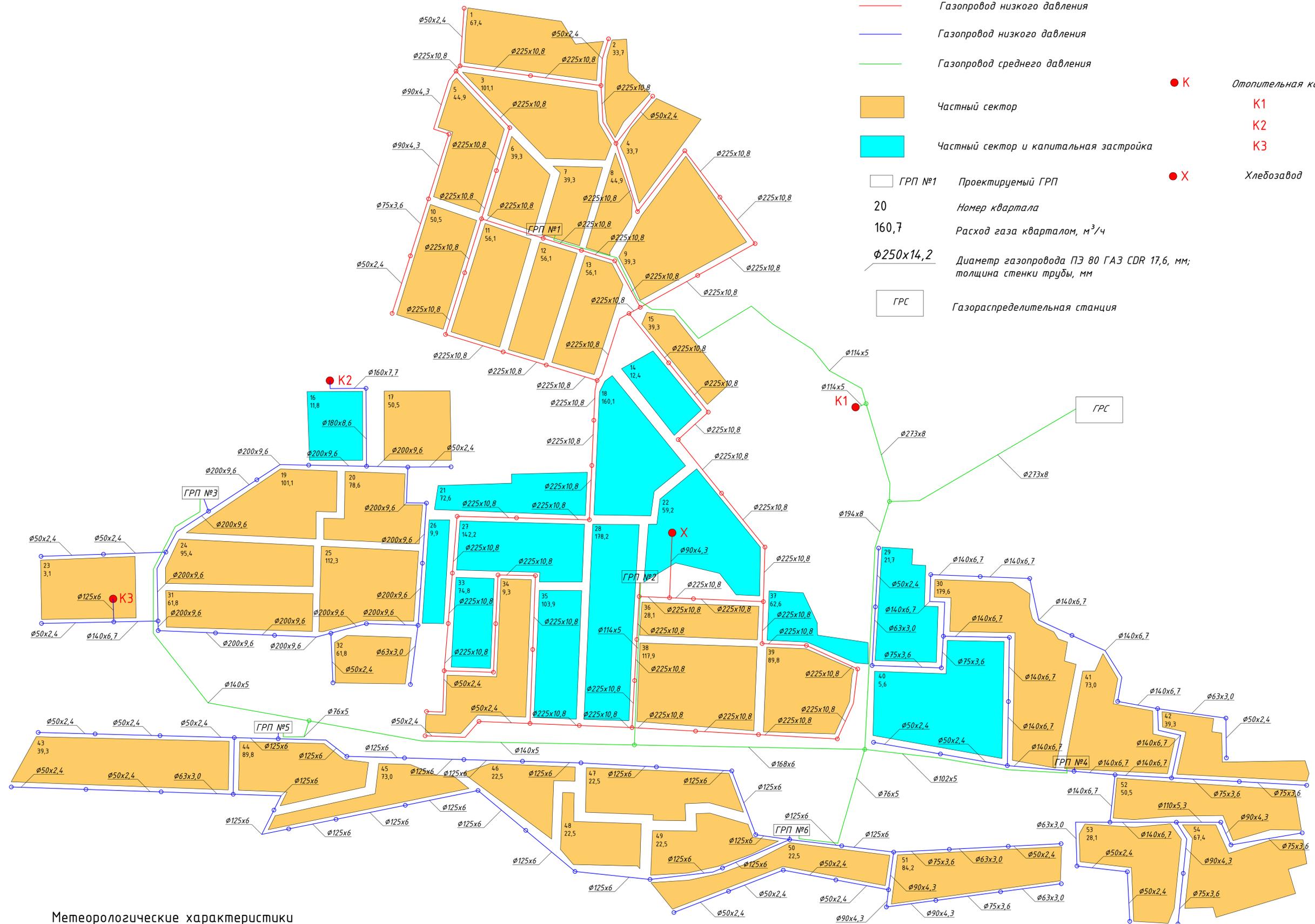
17. Технологические процессы в строительстве: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; 2013, 33с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления



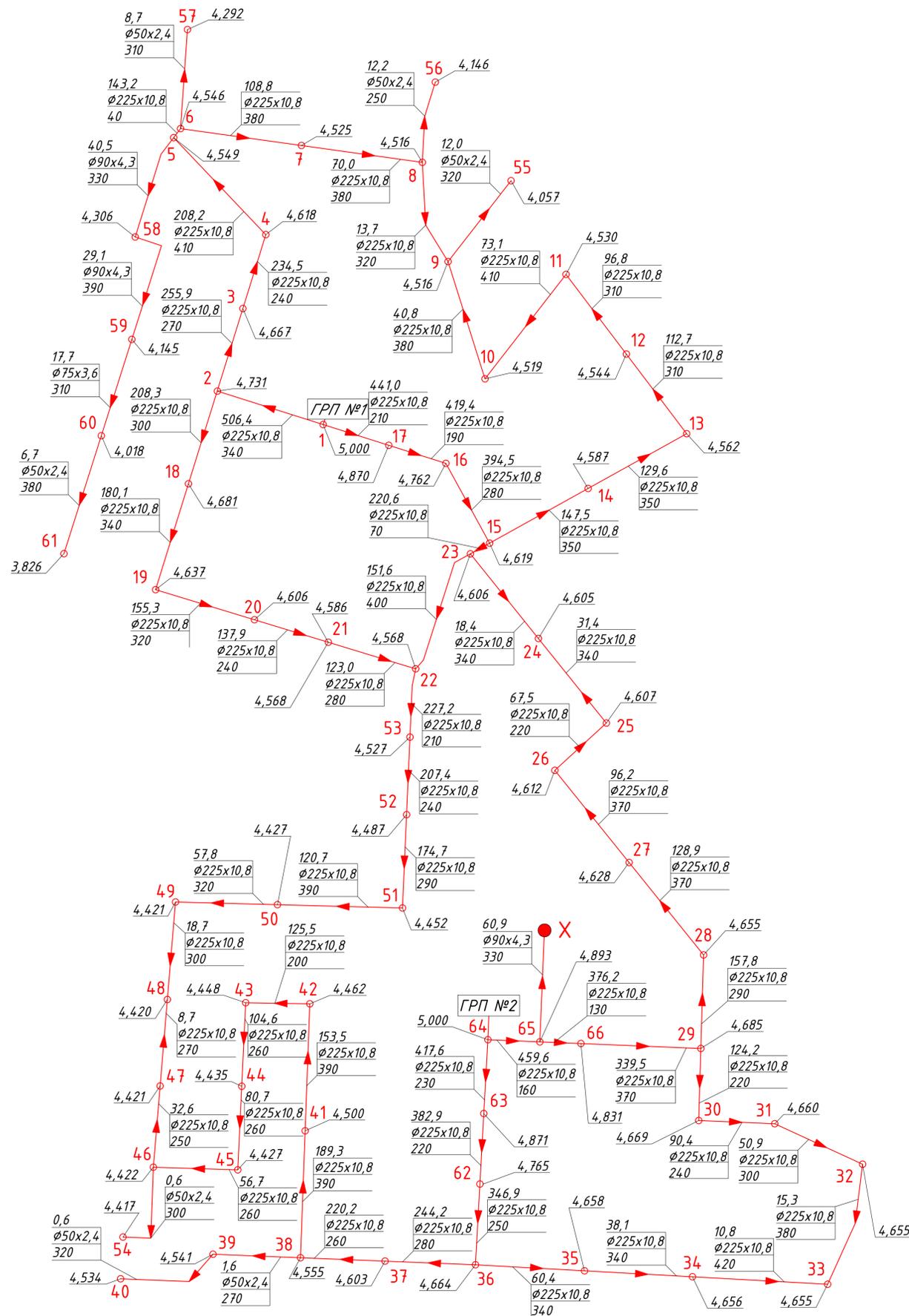
Условные обозначения и изображения

- Газопровод низкого давления
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Частный сектор
- Частный сектор и капитальная застройка
- ГРП №1 Проектируемый ГРП
- 20 Номер квартала
- 160,7 Расход газа кварталом, м³/ч
- φ250x14,2 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6, мм; толщина стенки трубы, мм
- ГРС Газораспределительная станция
- К Отопительная котельная
- K1 Котельная "Водогрейная"
- K2 Котельная "Байкальская"
- K3 Котельная "Нефтяников"
- X Хлебозавод

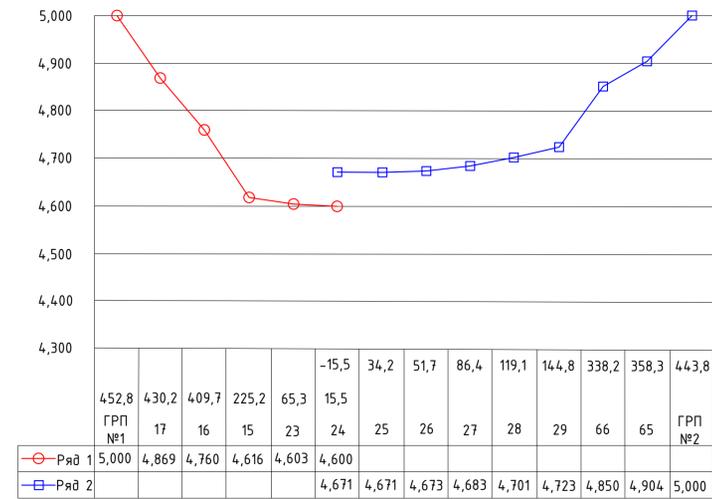


Метеорологические характеристики
 Город Вихоревка расположен в Иркутской области.
 Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования отопления $t_{р.о.}=-39^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования вентиляции $t_{р.в.}=-39^{\circ}\text{C}$, средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{ср} = -8,4^{\circ}\text{C}$, продолжительность отопительного периода $n=248$ дней.

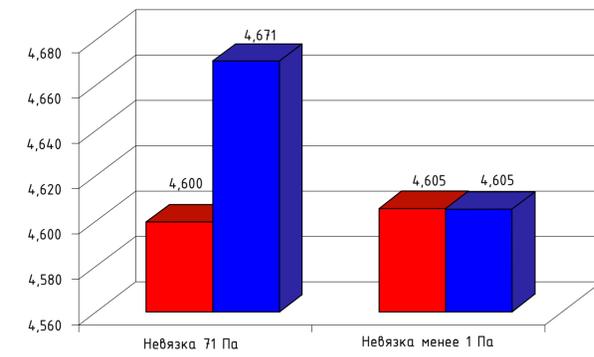
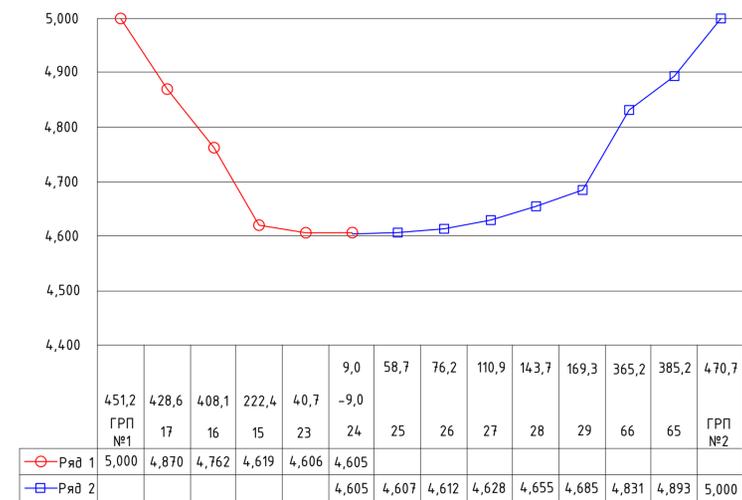
				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Крайчиков					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение города Вихоревка		
				Стая	Лист	Листов
				У	1	8
				Генплан г. Вихоревка М 1:10000		
				ИСЗУС		
Н. контр.		Оленев				
Зав. каф.		Матющенко				



Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №24



Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №24, с учетом изменения производительности сетевых ГРП

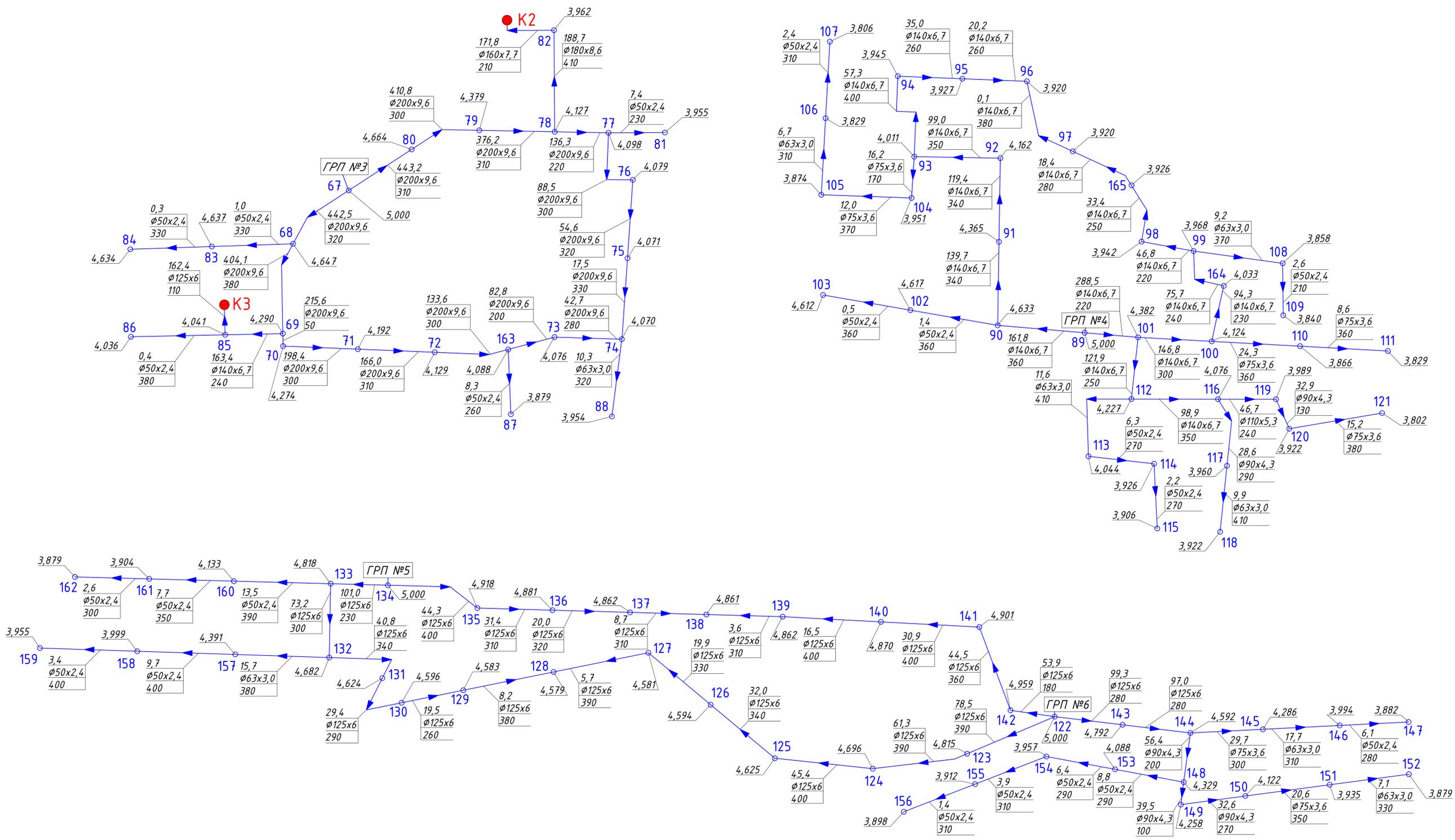


29,4
125x6
290
4,624

Расход газа, м³/ч,
Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ СDR 21, мм; толщина стенки трубы, мм
Длина, м

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	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Крайчиков					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение города Вихоревка		
				Стадия	Лист	Листов
				У	2	8
				Схема сети низкого давления №1 М 1:12500. Результаты математического моделирования		
				ИСЗУС		
Н. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матвиенко					



$\frac{29,4}{125 \times 6}$
 $\frac{290}{290}$

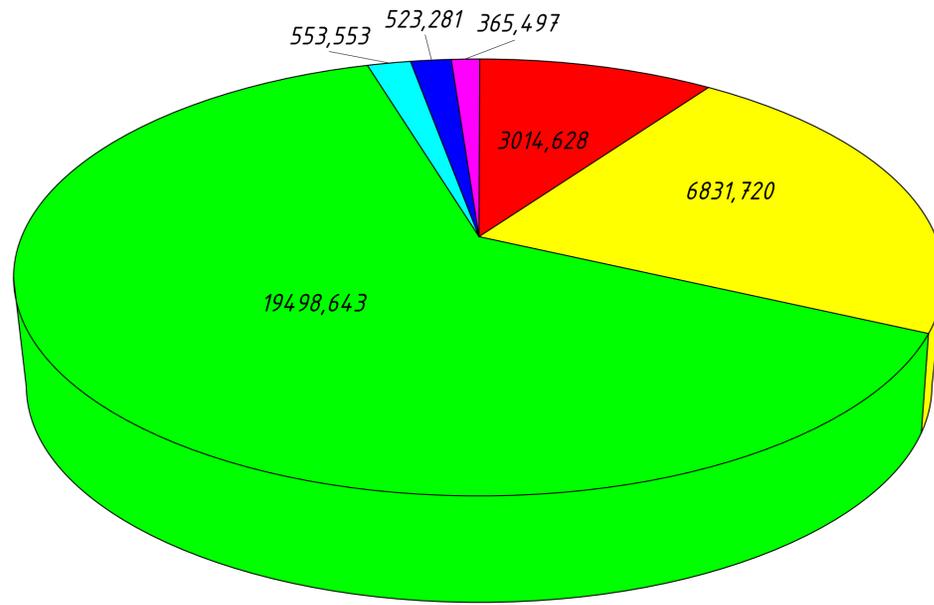
Расход газа, м³/ч,
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 21, мм; толщина стенки трубы, мм
 Длина, м

$\frac{4,624}{4,624}$

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.	Изд.	Лист	Дата
Разраб.	Крайчиков			
Руковод.	Оленев			
Газоснабжение города Вихоревка			Страниц	Листов
			4	3
И. контр. Оленев Зав. каф. Матющенко			Схема сетей низкого давления №2, №3, №4 М 1:12500	
			ИСЗУС	

Расход газа по видам потребления, тыс. м³/год



Условные обозначения

- КБП Население
- Котельная «Байкальская»
- ОВ Население
- Котельная «Нефтяников»
- Котельная «Водогрейная»
- Хлебозавод

$\frac{18,9}{110 \times 6,3}$
 $\frac{370}{370}$

Расход газа, м³/ч,
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ СDR 21, мм; толщина стенки трубы, мм
 Длина, м

$\frac{3,884}{3,884}$

Давление газа в узловой точке в
 сети среднего давления, МПа

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

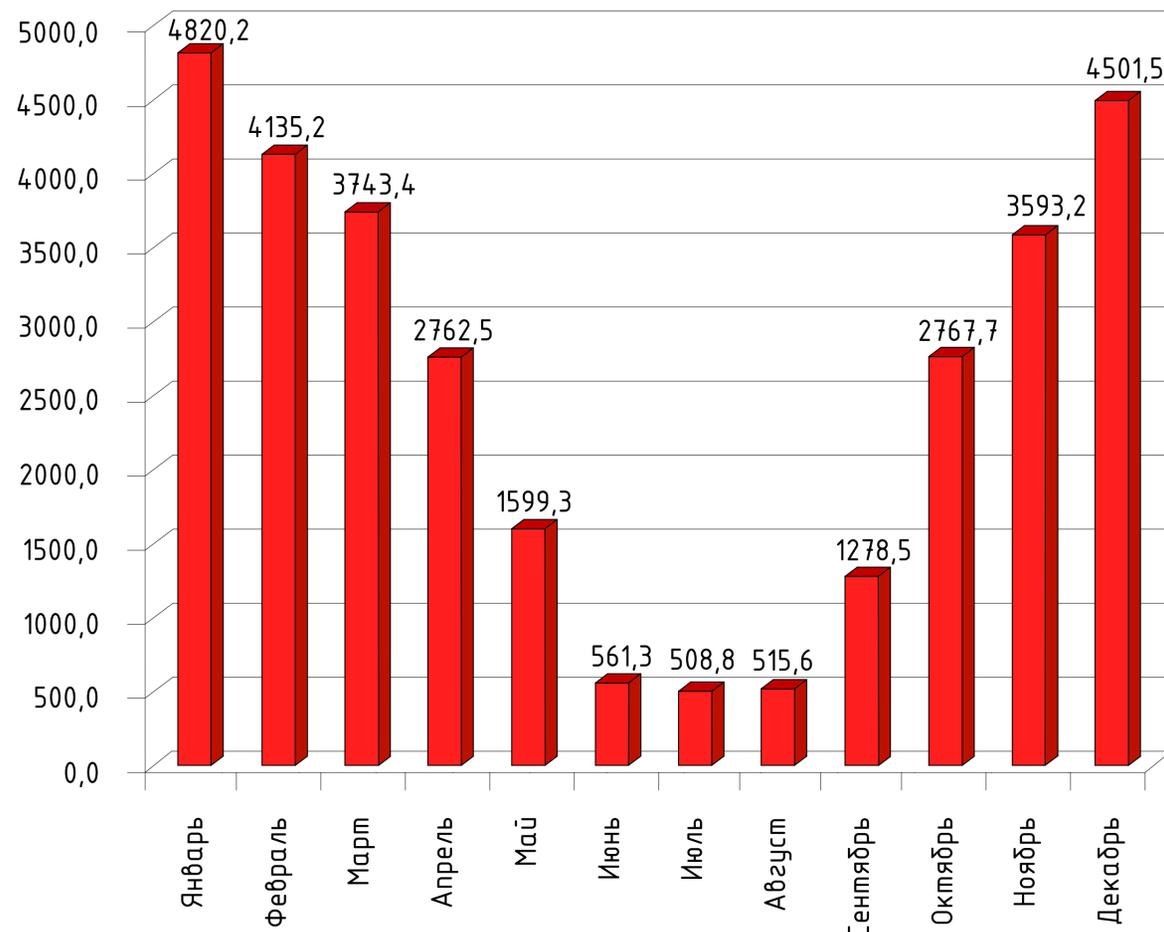
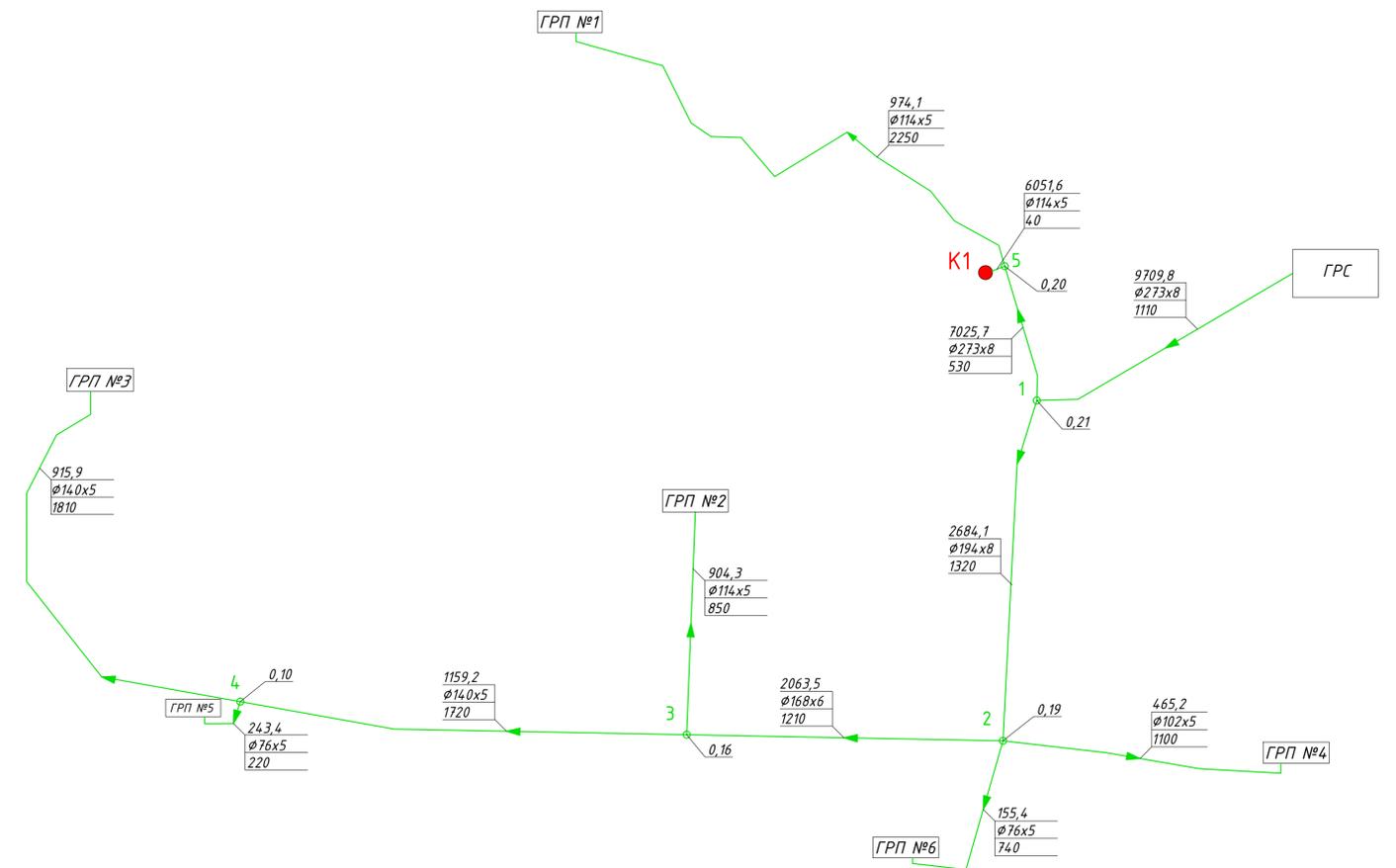


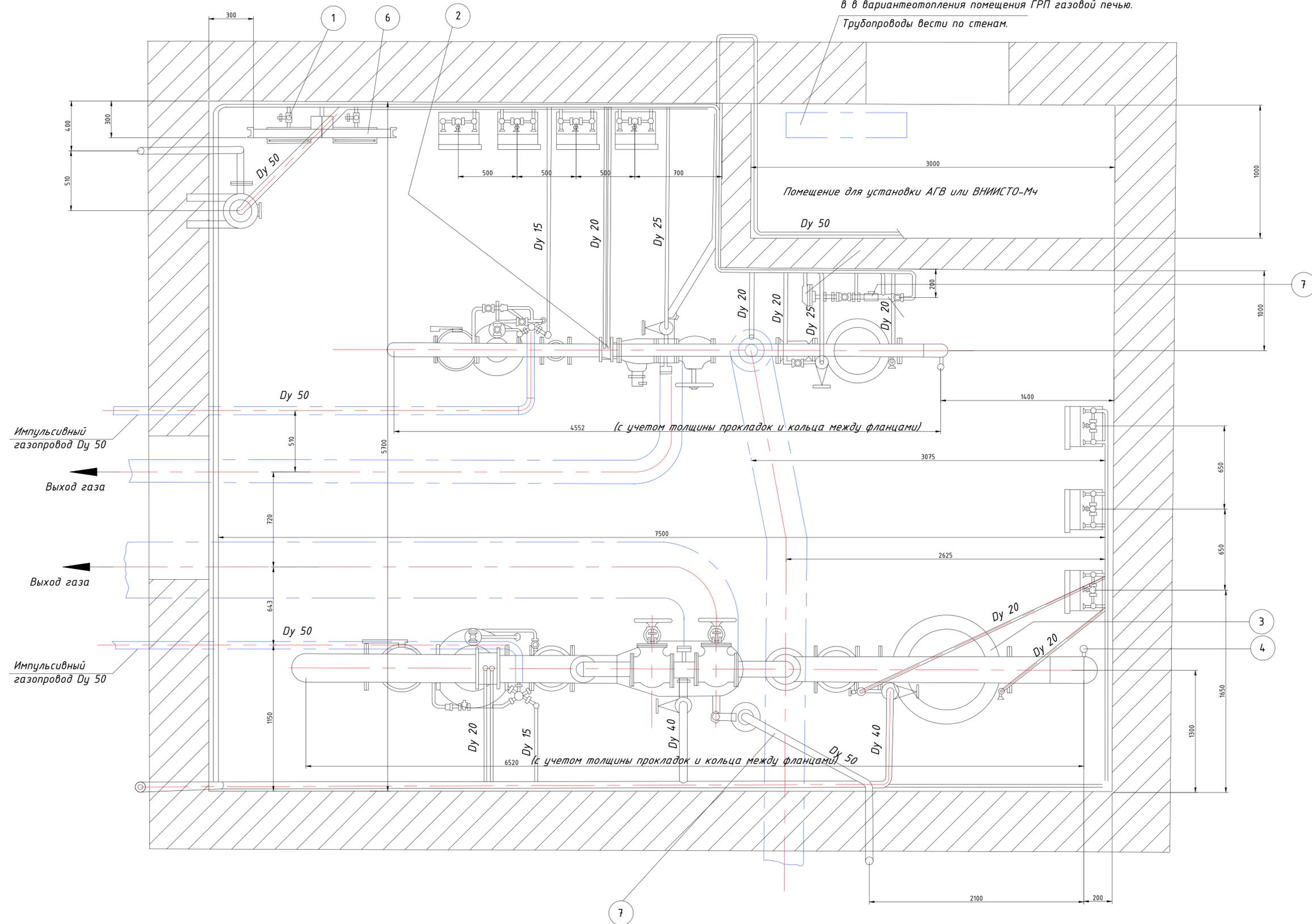
Схема сети среднего давления



					БР-08.03.01.05-2020-ГС				
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение города Вихоревка	Стация	Лист	Листов
Разраб.		Крайчиков					У	4	8
Руковод.		Оленев							
					Графики расхода газа. Схема сети среднего давления М 1:7500			ИСЗУС	
Н. контр.		Оленев							
Зав. каф.		Матющенко							

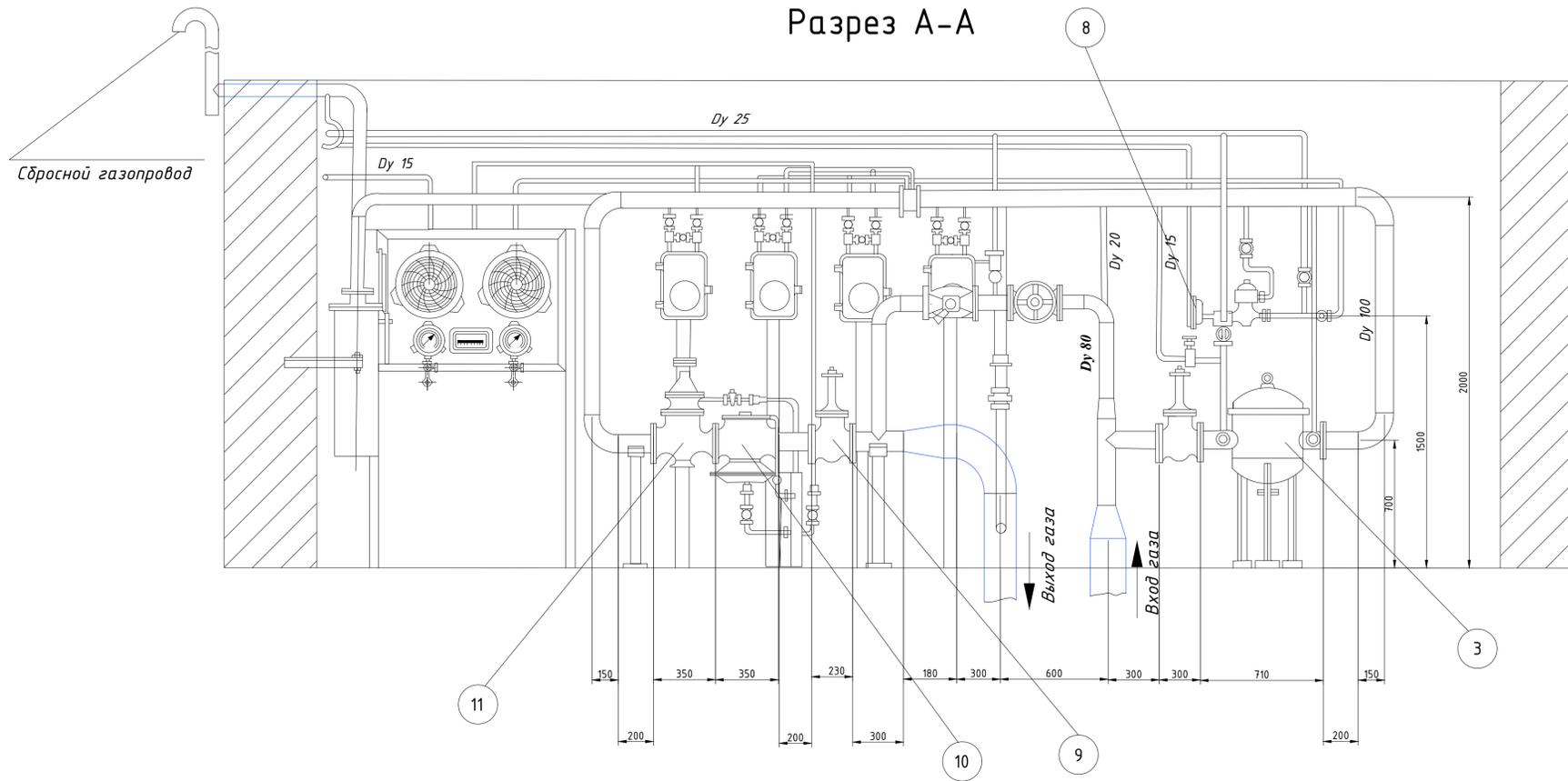
Место установки узла редуцирования газа к прибору отопления в в варианте отопления помещения ГРП газовой печью.

Трубопроводы вести по стенам.

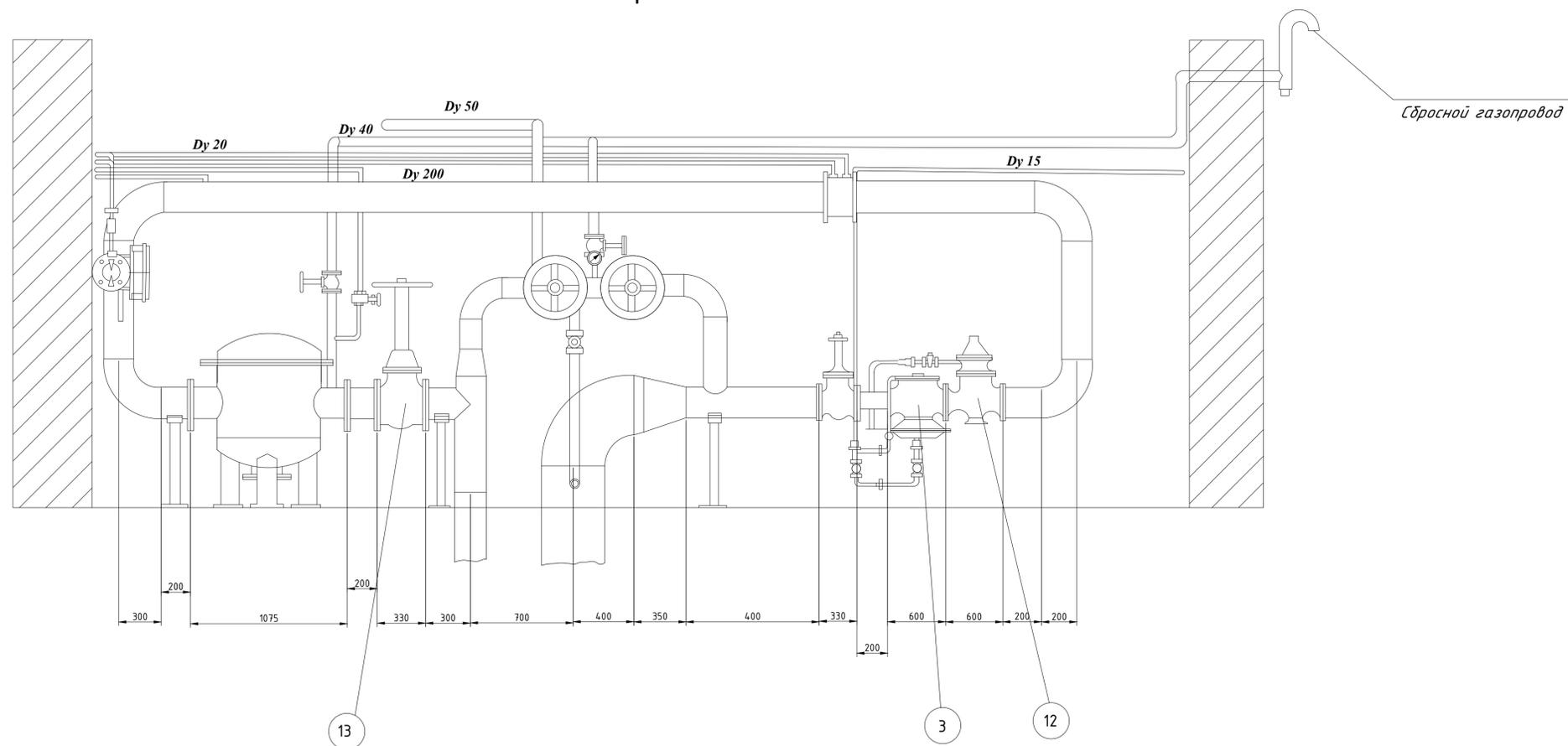


					БР-08.03.01.05-2020-ГС				
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.чч.	Ндк.	Лист	Подп.	Дата	Газоснабжение города Вихоревка	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Крайчиков						У	5	8
Руковод.	Оленев								
					План регуляторного пункта с двумя регуляторами давления: РДЧК2-100			ИСЗУС	
Н. контр.	Оленев								
Зав. каф.	Матюшенко								

Разрез А-А



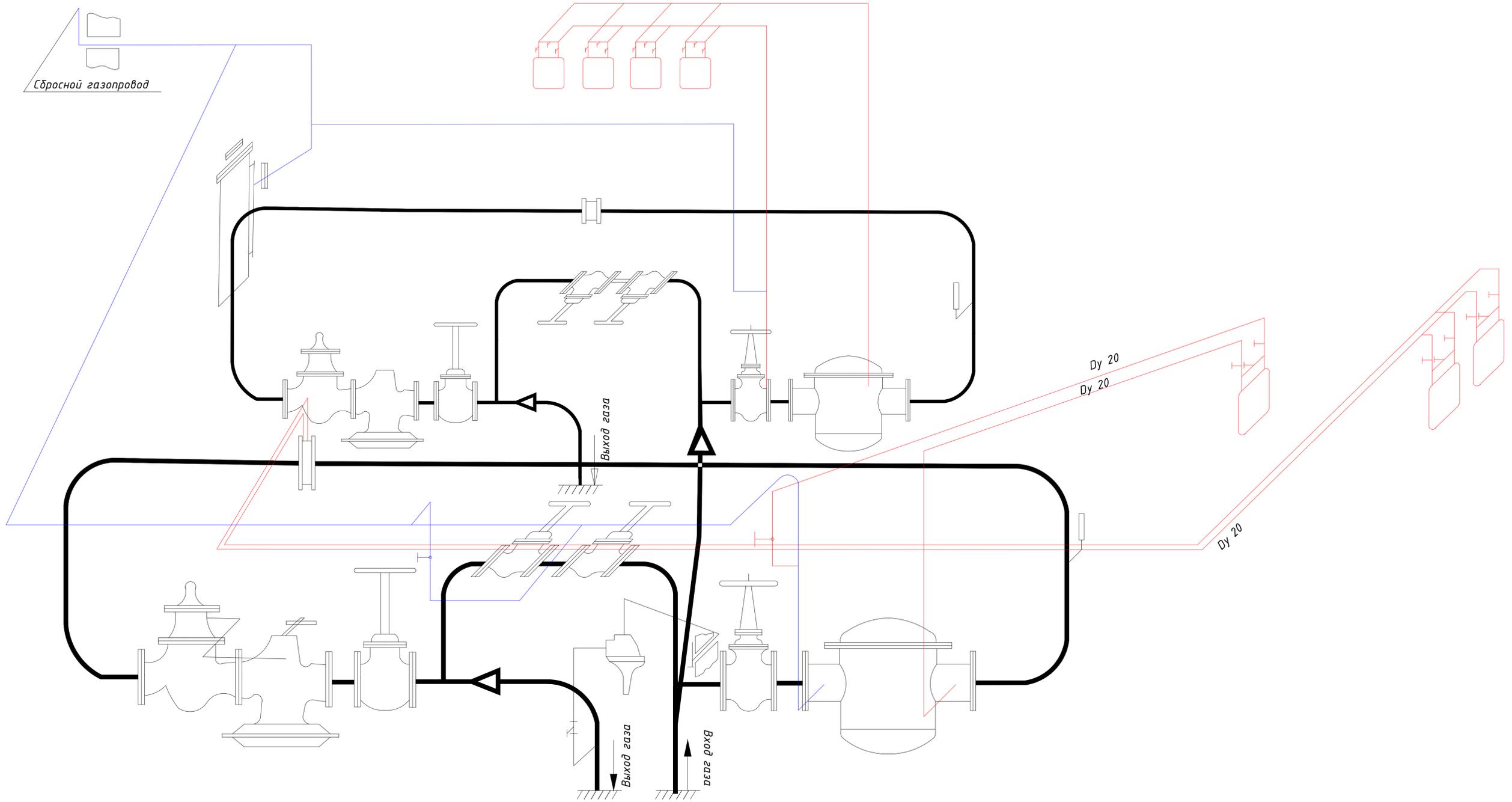
Разрез Б-Б



Экспликация оборудования на ГРП (РДУК2-100)

Обозначение	Наименование
1	Кран 3-х ходовый для манометра
2	Диафрагма камерная
3	Фильтр сварной волосной Ду 200
4	Узел установки термометра
5	Установка сбросног устройства
6	Щит для ГРП
7	Фильтр сетчатый Ду 15
8	Регулятор низкого давления РДК-2
9	Задвижка запорная фланцевая Ду 100
10	Регулятор давления РДУК 2-100 с регулятором управления КН2-00 или КВ2-00
11	Предохранительный клапан низкого (ПКН); высокого (ПКВ) давления Ду100
12	Предохранительный клапан низкого (ПКН); высокого (ПКВ) давления Ду200
13	Задвижка клиновая Ду200

				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Крайчиков					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение города Вихоревка		
				Стадия	Лист	Листов
				У	6	8
				Разрезы А-А и Б-Б регуляторного пункта с двумя регуляторами давления: РДУК2-100		
				ИСЗУС		
Н. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матющенко					



— Импульсивный газопровод
 — Сбросной газопровод

БР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Крайчиков				
Руковод.	Оленев				
Газоснабжение города Вихоревка				Стадия	Лист
				У	7
И. контр. Зав. каф.				Оленев Матюшенко	Листов
Схема регуляторного пункта с двумя регуляторами давления РДЧК2-100				ИСЗиС	
				8	

Формулы, используемые для итерационного перерасчета увязки колец

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

$$Re = 0,0354 \frac{V}{d},$$

$$Re \frac{k}{d} < 23,$$

при $Re < 2000 \quad \lambda = \frac{64}{Re}$

при $2000 > Re > 4000 \quad \lambda = 0,0025 \sqrt[3]{Re}$

при $Re > 4000$ и $Re \frac{k}{d} < 23 \quad \lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}$

при $4000 > Re > 100000$ и $Re \frac{k}{d} < 23 \quad \lambda = \frac{1}{(182 \lg Re - 1,64)^2}$

при $Re > 4000$ и $Re \frac{k}{d} > 23 \quad \lambda = 0,11 \frac{k + 68}{d + Re^{0,25}}$

$$\Delta = \frac{\Delta P}{0,5 / \Delta P / 100 \%}, \%$$

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

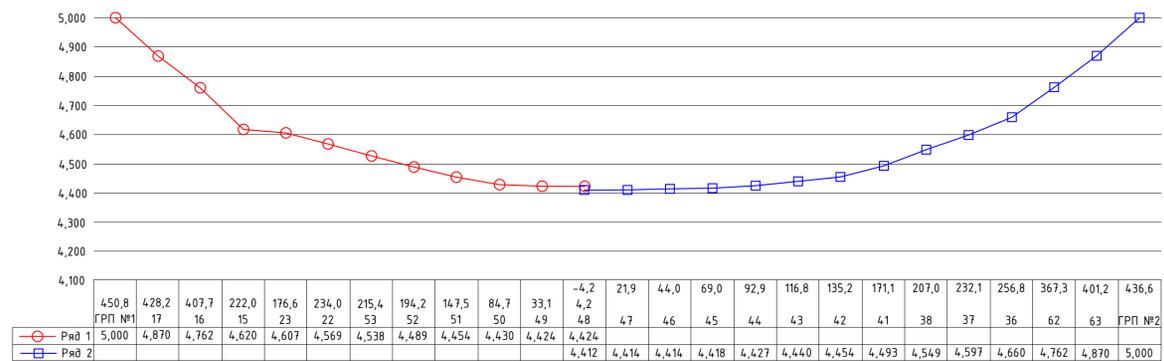
$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{((\Delta P / Q_p)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{(\Delta P / Q_p)_i}, \text{ м}^3/\text{ч,}$$

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

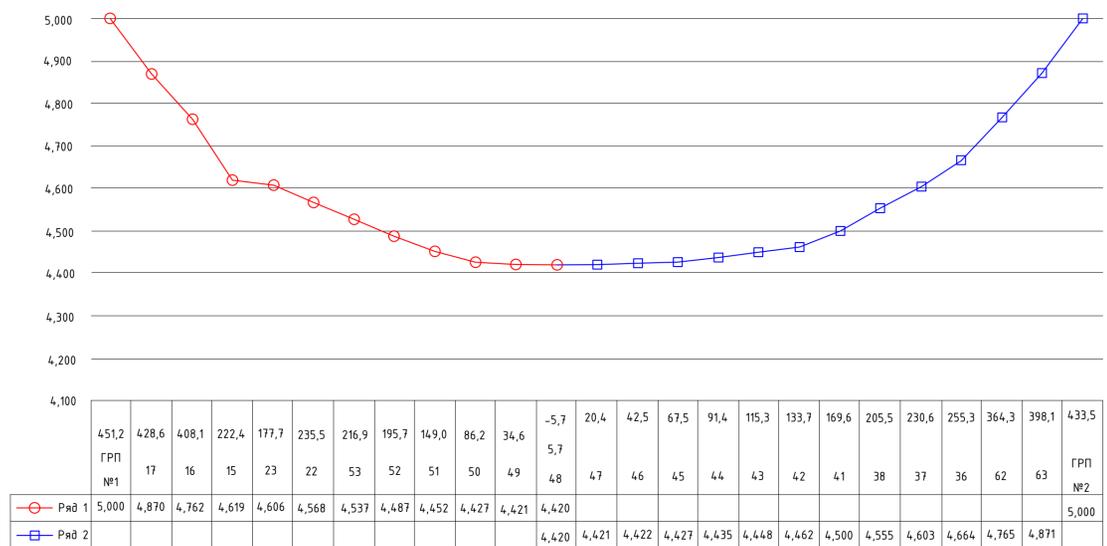
Результаты итерационного перерасчета увязки колец

Наименование показателя	Предв.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Σ
Кольцо 1															
Ошибка в кольце, %	54,32	-7,92	0,10	0,19	0,19	0,15	0,09	0,09	0,06	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-46,86	6,12	-0,08	-0,15	-0,15	-0,11	-0,07	-0,07	-0,04	-0,03	-0,01	-0,01	0,00	0,00	
рабочный круговой расход в кольце, м	13,78	-1,36	0,18	0,18	0,08	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,91
Кольцо 2															
Ошибка в кольце, %	-124,57	20,52	-0,70	-0,90	-0,63	-0,39	-0,22	-0,22	-0,13	-0,07	-0,04	-0,02	-0,01	-0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	142,90	-18,52	0,64	0,81	0,57	0,35	0,20	0,20	0,11	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	
рабочный круговой расход в кольце, м	162,46	-18,61	0,28	0,44	0,29	0,17	0,09	0,09	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	145,34
Кольцо 3															
Ошибка в кольце, %	-94,35	-12,92	7,69	7,82	5,35	3,25	1,88	1,88	1,06	0,60	0,34	0,19	0,11	0,06	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	67,43	8,41	-5,01	-5,09	-3,48	-2,11	-1,22	-1,22	-0,69	-0,39	-0,22	-0,12	-0,07	-0,04	
рабочный круговой расход в кольце, м	64,64	16,09	3,91	1,11	0,29	0,07	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,18
Кольцо 4															
Ошибка в кольце, %	44,45	-29,10	-30,68	-21,21	-12,95	-7,49	-4,25	-4,25	-2,40	-1,35	-0,76	-0,42	-0,24	-0,13	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-39,67	25,04	26,60	18,48	11,25	6,51	3,70	3,70	2,09	1,18	0,66	0,37	0,21	0,12	
рабочный круговой расход в кольце, м	-17,23	10,53	11,43	8,08	4,93	2,87	1,63	1,63	0,92	0,52	0,29	0,16	0,09	0,05	25,90
Кольцо 5															
Ошибка в кольце, %	111,73	2,64	-0,01												
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-108,48	-2,38	0,01												-110,86
Кольцо 6															
Ошибка в кольце, %	32,52	-0,20	0,00												
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-12,03	0,07	0,00												-11,95
Кольцо 7															
Ошибка в кольце, %	42,20	-0,10	0,00												
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-5,86	0,01	0,00												-5,84

Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №48

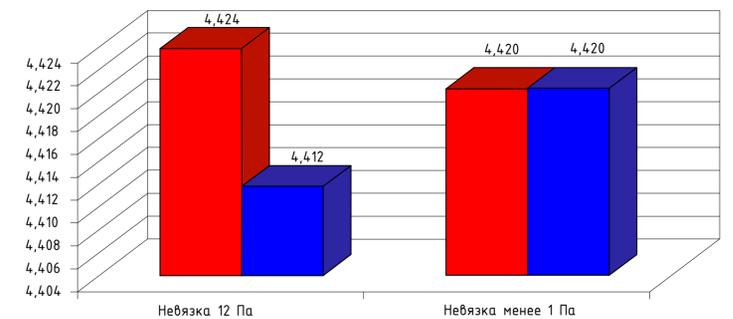


Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №48, с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Результаты увязки давлений в узловых точках

Узловые точки	Участок до узловой точки			Участок после узловой точки	
	Наименование	Номер	Давление газа в конце участка, кПа	Расход газа в конце участка, м ³ /ч	Расход газа в начале участка, м ³ /ч
24	ГРП №1	23-24	4,605	-9,0	нет - точка является нулевой
	ГРП №2	25-24	4,605	9,0	
48	ГРП №1	49-48	4,420	5,7	нет - точка является нулевой
	ГРП №2	47-48	4,420	-5,7	
138	ГРП №5	137-138	4,861	2,6	нет - точка является нулевой
	ГРП №6	139-138	4,861	-2,6	
128	ГРП №5	129-128	4,579	0,7	нет - точка является нулевой
	ГРП №6	127-128	4,580	-0,7	



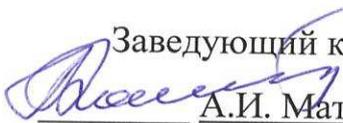
				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Крайчиков					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение города Вихоревка		
				Стация	Лист	Листов
				У	8	8
				Результаты математического моделирования увязки давления в узловых точках		
				ИСЗУС		

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

« 25 » июня 2020г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Расчет двухступенчатой системы газоснабжения г. Вихоревка
тема

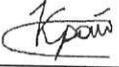
Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Р.А.Крайчиков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2020