

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

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с. Богучаны
тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Н.К.Догдурбеков

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	4
1. Газоснабжение.....	5
1.1 Общие сведения о газификации села.....	5
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 села.....	20
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод)	21
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения села.....	22
1.7 Принципиальная схема газоснабжения села.....	23
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	23
1.9 Трассировка газовых сетей в селе	23
1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления ..	24
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления	76
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции	95
2. Технология возведения инженерных сетей	105
2.1 Подготовительные работы	105
2.2 Земляные работы.....	106
2.3 Монтаж газопроводов.....	107
2.4 Испытание газопроводов.....	108
2.5 Благоустройство трассы	108
2.6 Сдача объекта в эксплуатацию	109
Заключение	110
Список использованных источников	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сетей низкого давления	

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с. Богучаны» содержит 112 страниц текстового документа, 1 приложение, 17 использованных источников, 6 листов графического материала.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ.

Объект – с. Богучаны Богучанского района.

Цели работы:

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

Выполнен расчет потребления газа как в целом по поселку, 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 поселке запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована многокольцевая сеть низкого давления с четырьмя газорегуляторными пунктами. Гидравлический расчет сети низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование 4 газорегуляторных пунктов.

Газификация села предполагается природным газом, добываемым на Юрубчено-Тохомском месторождении. Материалы, представленные в работе, могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения с. Богучаны Богучанского района.

ВВЕДЕНИЕ

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

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации с. Богучаны Богучанского района Красноярского края, численность населения которого составляет 10200 человек. Газифицировать с. Богучаны предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация с. Богучаны 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 населенном пункте 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 села

Село Богучаны расположен в Богучанском районе Красноярского края. Численность населения данного поселка составляет 10200 человек.

В поселке находятся котельные: котельная №5, котельная №6, котельная №7, котельная №8, котельная №9, котельная №10, котельная №12, котельная №13, котельная №14.

Газифицировать с. Богучаны предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 81,5%, этан – 9,5%; пропан – 3,3%, бутан – 0,4%, пентан – 0,2%, углекислый газ – 0,3%, азот + редкие газы – 4,8%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -45^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -45^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -10,4^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 246$ дней [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	290	5220	
2	340	6120	
3	280	5040	
4	290	5220	школа от котельной №5
5	270		ОВ и ГВС от котельной №13
6	280		ОВ и ГВС от котельной №10
7	300		ОВ и ГВС от котельной №8
8	260	4680	
9	280	5040	
10	200		ОВ и ГВС от котельной №8
11	190		ОВ и ГВС от котельной №8
12	180		ОВ и ГВС от котельной №12
13	200		ОВ и ГВС от котельной №12
14	210		ОВ и ГВС от котельной №12
15	200		ОВ и ГВС от котельной №12
16	230		ОВ и ГВС от котельной №6
17	240		ОВ и ГВС от котельной №6
18	260		ОВ и ГВС от котельной №9
19	170		ОВ и ГВС от котельной №9
20	240		ОВ и ГВС от котельной №6
21	230		ОВ и ГВС от котельной №6
22	300		ОВ и ГВС от котельной №7
23	280		ОВ и ГВС от котельной №7
24	260	4680	

Окончание таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
25	310	5580	
26	290	5220	
27	240	4320	
28	290	5220	
29	280	5040	Хлебозавод, ул.Юности, 3
30	260	4680	
31	300	5400	Районное автотранспортное предприятие от котельной № 14
32	280	5040	
33	300	5400	
34	310	5580	
35	280	5040	
36	280	5040	
37	270	4860	
38	260	4680	
39	270	4860	
Всего		10200	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная №5	ул.Садовая, 3А	1,2	1580
2	Котельная №6	ул.Кооперативная,31 пом.3	4,0	5910
3	Котельная №7		6,2	10640
4	Котельная №8	ул.Комсомольская,9А	5,6	9560
5	Котельная №9	пер.Центральный,5Б	3,3	3950
6	Котельная №10	ул.Советская, 84Б	6,5	7160
7	Котельная №12	ул.Школьная,2Б	7,2	8560
8	Котельная №13	ул.Советская, 161Б	9,0	8040
9	Котельная №14	ул.Советская, 176А	0,6	930

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

$$\nu_\Gamma = \frac{\mu_\Gamma}{\rho_\Gamma}, \quad (3)$$

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

Газифицировать село Богучаны предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 81,5%, этан – 9,5%; пропан – 3,3%, бутан – 0,4%, пентан – 0,2%, углекислый газ – 0,3%, азот + редкие газы – 4,8%.

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

$$Q_H^p = \frac{81,5 \cdot 35840 + 9,5 \cdot 63730 + 3,3 \cdot 93370 + 0,4 \cdot 123770 + 0,2 \cdot 1466340}{100} =$$

$$= 39130 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_{\Gamma} = \frac{81,5 \cdot 0,7168 + 9,5 \cdot 1,3566 + 3,3 \cdot 2,019 + 0,4 \cdot 2,703 + 0,2 \cdot 3,221}{100} +$$

$$+ \frac{4,8 \cdot 1,2505 + 0,3 \cdot 1,9768}{100} = 0,863 \text{ кг/м}^3.$$

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

$$\mu_{\Gamma} = \frac{81,5 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 9,5 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 3,3 \cdot 75 \cdot 10^{-7}}{100} +$$

$$+ \frac{0,4 \cdot 68 \cdot 10^{-7} + 0,2 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 4,8 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 0,3 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} =$$

$$= 0,0000107 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет $\nu_{\Gamma} = 0,0000107/0,863=0,0000124 \text{ м}^2/\text{с}$.

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

$$Q_{O.B.} = \left[24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{q_0 \cdot F \cdot n_0}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

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

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

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

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

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

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

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

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

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

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

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

где $Q_{\text{ГОД}}^j$ - 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 вычисляются по формуле

$$m_{О.В.} = n_0 \left[24(1 + k_1) \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.О.}} + Z k_1 k_2 \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.В.}} \right] \quad (9)$$

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 $Q_H^P=39130$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

Таблица 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
1	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	74,112
2	340	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	86,890
3	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556
4	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	74,112
5	270	Приготовление пищи	4100	104,8	28,290
6	280	Приготовление пищи	4100	104,8	29,338
7	300	Приготовление пищи	4100	104,8	31,434
8	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	66,445
9	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556
10	200	Приготовление пищи	4100	104,8	20,956

Продолжение таблицы 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
11	190	Приготовление пищи	4100	104,8	19,908
12	180	Приготовление пищи	4100	104,8	18,860
13	200	Приготовление пищи	4100	104,8	20,956
14	210	Приготовление пищи	4100	104,8	22,004
15	200	Приготовление пищи	4100	104,8	20,956
16	230	Приготовление пищи	4100	104,8	24,099
17	240	Приготовление пищи	4100	104,8	25,147
18	260	Приготовление пищи	4100	104,8	27,243
19	170	Приготовление пищи	4100	104,8	17,812
20	240	Приготовление пищи	4100	104,8	25,147
21	230	Приготовление пищи	4100	104,8	24,099
22	300	Приготовление пищи	4100	104,8	31,434
23	280	Приготовление пищи	4100	104,8	29,338
24	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	66,445
25	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	79,223
26	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	74,112
27	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	61,334
28	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	74,112
29	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556
30	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	66,445
31	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	76,668
32	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556
33	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	76,668
34	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	79,223
35	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556
36	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	71,556

Окончание таблицы 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
37	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	69,001
38	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	66,445
39	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	255,6	69,001
Всего					2006,59

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 2006,59 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 3. Число часов использования максимума, ч/год [16].

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	74,112	1800	41,2
2	86,890	1800	48,3
3	71,556	1800	39,8
4	74,112	1800	41,2
5	28,290	1800	15,7
6	29,338	1800	16,3
7	31,434	1800	17,5
8	66,445	1800	36,9
9	71,556	1800	39,8
10	20,956	1800	11,6
11	19,908	1800	11,1
12	18,860	1800	10,5
13	20,956	1800	11,6
14	22,004	1800	12,2
15	20,956	1800	11,6
16	24,099	1800	13,4
17	25,147	1800	14,0
18	27,243	1800	15,1
19	17,812	1800	9,9
20	25,147	1800	14,0
21	24,099	1800	13,4
22	31,434	1800	17,5

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
23	29,338	1800	16,3
24	66,445	1800	36,9
25	79,223	1800	44,0
26	74,112	1800	41,2
27	61,334	1800	34,1
28	74,112	1800	41,2
29	71,556	1800	39,8
30	66,445	1800	36,9
31	76,668	1800	42,6
32	71,556	1800	39,8
33	76,668	1800	42,6
34	79,223	1800	44,0
35	71,556	1800	39,8
36	71,556	1800	39,8
37	69,001	1800	38,3
38	66,445	1800	36,9
39	69,001	1800	38,3
Всего			1115,1

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в с. Богучаны по результатам расчета из таблицы 4 равен 1115,1 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (б) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 657$ кДж/ч на 1 м² жилой площади [16].

Таблица 5 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
1	5220	430,58
2	6120	504,82
3	5040	415,74
4	5220	430,58
8	4680	386,04
9	5040	415,74

Окончание таблицы 5 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
24	4680	386,04
25	5580	460,28
26	5220	430,58
27	4320	356,34
28	5220	430,58
29	5040	415,74
30	4680	386,04
31	5400	445,43
32	5040	415,74
33	5400	445,43
34	5580	460,28
35	5040	415,74
36	5040	415,74
37	4860	400,89
38	4680	386,04
39	4860	400,89
Всего		9235,27

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 9235,27 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 6. Годовой расход газа из таблицы 5.

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

$$m_{ov} = 246 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-10,4)}{22 - (-45)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-10,4)}{22 - (-45)} \right) = 3854 \text{ ч/год}$$

Таблица 6 – 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	430,583	3854	111,7
2	504,822	3854	131,0
3	415,736	3854	107,9
4	430,583	3854	111,7
8	386,040	3854	100,2
9	415,736	3854	107,9

Окончание таблицы 6 – 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
24	386,040	3854	100,2
25	460,279	3854	119,4
26	430,583	3854	111,7
27	356,345	3854	92,5
28	430,583	3854	111,7
29	415,736	3854	107,9
30	386,040	3854	100,2
31	445,431	3854	115,6
32	415,736	3854	107,9
33	445,431	3854	115,6
34	460,279	3854	119,4
35	415,736	3854	107,9
36	415,736	3854	107,9
37	400,888	3854	104,0
38	386,040	3854	100,2
39	400,888	3854	104,0
Всего			2396,5

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в с. Богучаны по результатам расчета из таблицы 6 равен 2396,5 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне с. Богучаны.

Расчет сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	74,11	430,58	504,70
2	86,89	504,82	591,71
3	71,56	415,74	487,29
4	74,11	430,58	504,70
5	28,29	-	28,29
6	29,34	-	29,34
7	31,43	-	31,43
8	66,45	386,04	452,49
9	71,56	415,74	487,29
10	20,96	-	20,96
11	19,91	-	19,91
12	18,86	-	18,86

Окончание таблицы 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
13	20,96	-	20,96
14	22,00	-	22,00
15	20,96	-	20,96
16	24,10	-	24,10
17	25,15	-	25,15
18	27,24	-	27,24
19	17,81	-	17,81
20	25,15	-	25,15
21	24,10	-	24,10
22	31,43	-	31,43
23	29,34	-	29,34
24	66,45	386,04	452,49
25	79,22	460,28	539,50
26	74,11	430,58	504,70
27	61,33	356,35	417,68
28	74,11	430,58	504,70
29	71,56	415,74	487,29
30	66,45	386,04	452,49
31	76,67	445,43	522,10
32	71,56	415,74	487,29
33	76,67	445,43	522,10
34	79,22	460,28	539,50
35	71,56	415,74	487,29
36	71,56	415,74	487,29
37	69,00	400,89	469,89
38	66,45	386,04	452,49
39	69,00	400,89	469,89
Всего			11241,86

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в с. Богучаны составляет 11241.86 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне с. Богучаны.

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

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	41,2	111,7	152,9
2	48,3	131,0	179,3
3	39,8	107,9	147,7
4	41,2	111,7	152,9
5	15,7	-	15,7
6	16,3	-	16,3
7	17,5	-	17,5
8	36,9	100,2	137,1
9	39,8	107,9	147,7
10	11,6	-	11,6
11	11,1	-	11,1
12	10,5	-	10,5
13	11,6	-	11,6
14	12,2	-	12,2
15	11,6	-	11,6
16	13,4	-	13,4
17	14,0	-	14,0
18	15,1	-	15,1
19	9,9	-	9,9
20	14,0	-	14,0
21	13,4	-	13,4
22	17,5	-	17,5
23	16,3	-	16,3
24	36,9	100,2	137,1
25	44,0	119,4	163,4
26	41,2	111,7	152,9
27	34,1	92,5	126,6
28	41,2	111,7	152,9
29	39,8	107,9	147,7
30	36,9	100,2	137,1
31	42,6	115,6	158,2
32	39,8	107,9	147,7
33	42,6	115,6	158,2
34	44,0	119,4	163,4
35	39,8	107,9	147,7
36	39,8	107,9	147,7
37	38,3	104,0	142,3
38	36,9	100,2	137,1
39	38,3	104,0	142,3
Всего			3511,6

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в с. Богучаны составляет 3511,6 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными села

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в девяти котельных, расположенных в поселке. 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 9. Низшая теплота сгорания $Q_H^P=36700$ кДж/м³.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м ³ /ч	тыс.м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная №5	1,2	1580	90	92,7	187,85
Котельная №6	4,0	5910	90	309,1	702,65
Котельная №7	6,2	10640	90	481,5	1265,01
Котельная №8	5,6	9560	90	432,8	1136,6
Котельная №9	3,3	3950	90	258,1	469,62
Котельная №10	6,5	7160	90	500	851,26
Котельная №12	7,2	8560	90	552,5	1017,71
Котельная №13	9,0	8040	90	695,5	955,89
Котельная №14	0,6	930	90	46,4	110,57
Всего				3368,6	6697,15

Для газоснабжения котельных села Богучаны требуется 6697,15 тыс.м³/год газа.

1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод)

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

$$n^X = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 10200 = 2606,1 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{Год}}^X = \frac{2500 \cdot 2606,1}{39130} \cdot 10^{-3} = 0,167 \text{ млн. м}^3/\text{год}$$

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

$$Q_{\text{ч}}^x = \frac{0,167 \cdot 10^6}{6000} = 27,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения села

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расход газа по видам потребления в с. Богучаны

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
КБП население	1115,1	2006,59
ОВ население	2396,5	9235,27
Население	3511,6	11241,86
Котельная №5 школа №1	92,7	187,85
Котельная №6	309,1	702,65
Котельная №7	481,5	1265,01
Котельная №8	432,8	1136,60
Котельная №9	258,1	469,62
Котельная №10	500,0	851,26
Котельная №12	552,5	1017,71
Котельная №13	695,5	955,89
Котельная №14	46,4	110,57
Хлебозавод	27,8	166,50
Всего	6908,0	18105,52

1.7 Принципиальная схема газоснабжения села

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

Система состоит из комбинированной сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая размещается на юге села и двух комбинированных сетей низкого давления.

Первая сеть низкого давления присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП и состоит из 7 колец и тупиковых ответвлений.

Вторая сеть низкого давления присоединяется к сети среднего давления при помощи 1 сетевого ГРП и состоит из 1 кольца и тупиковых ответвлений.

Котельная №14 и хлебозавод запитываются от сети низкого давления №1, котельная №5 запитывается от сети низкого давления №2.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в село проектом предусмотрен комбинированный распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение четырех сетевых ГРП.

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

1.9 Трассировка газовых сетей в селе

На территории села Богучаны 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 с. Богучаны, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации села Богучаны 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

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

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

v - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

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 ($Re < 2000$) по формуле Стокса

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

- 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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

ΔQ_{K_n} - поправочный круговой расход в n -м кольце, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$\Delta Q_{K_n}^1$ - первый поправочный круговой расход в n -м кольце, $\text{м}^3/\text{ч}$, 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

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

где Q_P^{II} - расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

$Q_{\text{уч}}$ - поправочный круговой расход на участке кольца, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_{K_i} - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_{K_n} - поправочный круговой расход в соседнем кольце, $\text{м}^3/\text{ч}$, для участков, обслуживающих одно кольцо $Q_{K_n}=0$.

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

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

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

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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

$\Delta P_{доп}$ - 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

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

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

Q_{Π} - 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

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

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 путь 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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

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

Расчет удельного путь расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (37) и сведен в таблицу 11 и 11.1.

Таблица 11 - Удельные путь расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети №1

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путь расход газа питающего контура, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$
	номер	расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$			
Контур №1	33	158,2	321,6	2790	0,115
	34	163,4			
Контур №2	17	14,0	56,5	3040	0,019
	18	15,1			
	19	9,9			
	22	17,5			
Контур №3	11	11,1	45,4	3080	0,015
	12	10,5			
	13	11,6			
	14	12,2			

Окончание таблицы 11 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети №1

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 №4	28	152,9	448,3	3470	0,129
	29	147,7			
	32	147,7			
Контур №5	25	163,4	453,4	3660	0,124
	26	152,9			
	30	137,1			
Контур №6	21	13,4	277,1	3060	0,091
	24	137,1			
	27	126,6			
Контур №7	5	15,7	88,5	5390	0,016
	6	16,3			
	7	17,5			
	10	11,6			
	16	13,4			
	20	14			
Сектор №1	8	137,1	284,8	2190	0,130
	9	147,7			
Сектор №2	15	11,6	27,9	1950	0,014
	23	16,3			
Сектор №3	31	158,2	158,2	1440	0,110
Сектор №4	35	147,7	147,7	1640	0,090
Сектор №5	38	137,1	137,1	1580	0,087
Сектор №6	39	142,3	142,3	1920	0,074
Сектор №7	37	142,3	142,3	1500	0,095
Сектор №8	36	147,7	147,7	1710	0,086

Таблица 11.1 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети №2

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 №1	2	179,3	327	3160	0,103
	3	147,7			
Сектор №1	4	152,9	152,9	1340	0,114
Сектор №2	1	152,9	152,9	1380	0,111

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (35) и сведен в таблицу 12 и 12.1.

Таблица 12 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
2-3	190	Контур №1, Сектор №8	0,1153+0,0864=0,2016	38,3
3-4	250	Контур №1, Сектор №8	0,1153+0,0864=0,2016	50,4
4-5	250	Контур №1, Контур №4	0,1153+0,1292=0,2445	61,1
5-6	250	Контур №1, Контур №4	0,1153+0,1292=0,2445	61,1
6-7	150	Контур №1, Контур №4	0,1153+0,1292=0,2445	36,7
7-8	200	Контур №1, Контур №5	0,1153+0,1239=0,2391	47,8
8-9	180	Контур №1, Контур №5	0,1153+0,1239=0,2391	43,0
9-10	250	Контур №1, Сектор №3	0,1153+0,1099=0,2251	56,3
10-11	210	Контур №1, Сектор №3	0,1153+0,1099=0,2251	47,3
11-12	250	Контур №1, Сектор №4	0,1153+0,0901=0,2054	51,3
12-13	200	Контур №1, Сектор №4	0,1153+0,0901=0,2054	41,1
13-1	160	Контур №1, Сектор №4	0,1153+0,0901=0,2054	32,9
1-2	250	Контур №1, Сектор №7	0,1153+0,0949=0,2101	52,5
54-55	180	Контур №2, Контур №7	0,0186+0,0164=0,0350	6,3
55-34	200	Контур №2, Контур №7	0,0186+0,0164=0,0350	7,0
54-56	230	Контур №2, Контур №3	0,0186+0,0147=0,0333	7,7
56-57	190	Контур №2, Контур №3	0,0186+0,0147=0,0333	6,3
57-58	250	Контур №2, Контур №3	0,0186+0,0147=0,0333	8,3
58-59	180	Контур №2, Контур №3	0,0186+0,0147=0,0333	6,0
59-60	200	Контур №2, Контур №3	0,0186+0,0147=0,0333	6,7
60-61	200	Контур №2, Сектор №2	0,0186+0,0143=0,0329	6,6
61-62	200	Контур №2, Сектор №2	0,0186+0,0143=0,0329	6,6
62-63	230	Контур №2, Сектор №2	0,0186+0,0143=0,0329	7,6
75-50	170	Контур №3	0,0147	2,5
73-74	90	Контур №3, Сектор №1	0,0147+0,1300=0,1448	13,0
74-75	130	Контур №3	0,0147	1,9
60-70	250	Контур №3, Сектор №2	0,0147+0,0143=0,0290	7,3
70-71	250	Контур №3, Сектор №2	0,0147+0,0143=0,0290	7,3
71-72	240	Контур №3, Сектор №2	0,0147+0,0143=0,0290	7,0
72-73	170	Контур №3, Сектор №1	0,0147+0,1300=0,1448	24,6
25-26	200	Контур №4, Контур №6	0,1292+0,0906=0,2197	43,9
26-27	200	Контур №4, Контур №6	0,1292+0,0906=0,2197	43,9
27-14	150	Контур №4	0,1292	19,4
14-15	200	Контур №4	0,1292	25,8
15-16	230	Контур №4	0,1292	29,7
7-22	200	Контур №4, Контур №5	0,1292+0,1239=0,2531	50,6
22-23	210	Контур №4, Контур №5	0,1292+0,1239=0,2531	53,1
23-24	160	Контур №4, Контур №5	0,1292+0,1239=0,2531	40,5
24-25	160	Контур №4, Контур №5	0,1292+0,1239=0,2531	40,5
19-20	190	Контур №4	0,1292	24,5
20-21	200	Контур №4	0,1292	25,8
21-4	200	Контур №4	0,1292	25,8
16-17	150	Контур №4	0,1292	19,4
17-18	170	Контур №4	0,1292	22,0
18-19	200	Контур №4	0,1292	25,8

Продолжение таблицы 12 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №1

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
63-64	170	Контур №5, Контур №2	0,1239+0,0186=0,1425	24,2
64-38	250	Контур №5, Контур №2	0,1239+0,0186=0,1425	35,6
68-67	250	Контур №5, Сектор №3	0,1239+0,1099=0,2337	58,4
67-66	250	Контур №5, Сектор №3	0,1239+0,1099=0,2337	58,4
66-65	160	Контур №5, Сектор №2	0,1239+0,0143=0,1382	22,1
65-63	160	Контур №5, Сектор №2	0,1239+0,0143=0,1382	22,1
9-69	250	Контур №5, Сектор №3	0,1239+0,1099=0,2337	58,4
69-68	230	Контур №5, Сектор №3	0,1239+0,1099=0,2337	53,8
32-33	200	Контур №6, Контур №7	0,0906+0,0164=0,1070	21,4
33-34	190	Контур №6, Контур №7	0,0906+0,0164=0,1070	20,3
34-35	130	Контур №6, Контур №2	0,0906+0,0186=0,1091	14,2
35-36	130	Контур №6, Контур №2	0,0906+0,0186=0,1091	14,2
46-47	390	Контур №7	0,0164	6,4
47-48	440	Контур №7	0,0164	7,2
48-49	370	Контур №7	0,0164	6,1
49-50	620	Контур №7	0,0164	10,2
50-51	150	Контур №7, Контур №3	0,0164+0,0147=0,0312	4,7
51-52	140	Контур №7, Контур №3	0,0164+0,0147=0,0312	4,4
45-46	500	Контур №7	0,0164	8,2
52-53	250	Контур №7, Контур №3	0,0164+0,0147=0,0312	7,8
53-54	190	Контур №7, Контур №3	0,0164+0,0147=0,0312	5,9
44-45	450	Контур №7	0,0164	7,4
43-44	380	Контур №7	0,0164	6,2
31-42	160	Контур №7	0,0164	2,6
42-43	420	Контур №7	0,0164	6,9
77-78	250	Сектор №1	0,1300	32,5
78-79	140	Сектор №1	0,1300	18,2
80-81	210	Сектор №1	0,1300	27,3
81-82	210	Сектор №1	0,1300	27,3
82-83	230	Сектор №1	0,1300	29,9
83-84	200	Сектор №1	0,1300	26,0
84-72	260	Сектор №1, Сектор №2	0,1300+0,0143=0,1443	37,5
74-76	250	Сектор №1	0,1300	32,5
76-77	180	Сектор №1	0,1300	23,4
1-85	230	Сектор №4, Сектор №7	0,0901+0,0949=0,1849	42,5
85-86	260	Сектор №4, Сектор №5	0,0901+0,0868=0,1768	46,0
86-87	270	Сектор №4, Сектор №5	0,0901+0,0868=0,1768	47,7
87-88	270	Сектор №4, Сектор №5	0,0901+0,0868=0,1768	47,7
85-89	200	Сектор №5, Сектор №7	0,0868+0,0949=0,1816	36,3
89-90	200	Сектор №5, Сектор №7	0,0868+0,0949=0,1816	36,3
90-91	190	Сектор №5, Сектор №6	0,0868+0,0741=0,1609	30,6
91-92	190	Сектор №5, Сектор №6	0,0868+0,0741=0,1609	30,6
90-96	250	Сектор №6	0,0741	18,5
96-97	250	Сектор №6	0,0741	18,5

Окончание таблицы 12 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №1

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
97-98	160	Сектор №6	0,0741	11,9
98-99	190	Сектор №6	0,0741	14,1
92-93	250	Сектор №6	0,0741	18,5
93-94	210	Сектор №6	0,0741	15,6
94-95	230	Сектор №6	0,0741	17,0
2-100	200	Сектор №7, Сектор №8	0,0949+0,0864=0,1812	36,2
100-101	200	Сектор №7, Сектор №8	0,0949+0,0864=0,1812	36,2
101-102	220	Сектор №7, Сектор №8	0,0949+0,0864=0,1812	39,9
103-104	250	Сектор №8	0,0864	21,6
104-105	200	Сектор №8	0,0864	17,3
105-4	200	Сектор №8	0,0864	17,3

Таблица 12.1 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №2

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
6-7	200	Контур №1	0,103	20,7
7-8	280	Контур №1	0,1035	29,0
8-9	290	Контур №1	0,1035	30,0
9-10	410	Контур №1, Сектор №2	0,103+0,1108=0,2143	87,9
10-11	270	Контур №1	0,1035	27,9
11-1	260	Контур №1	0,1035	26,9
1-2	270	Контур №1	0,1035	27,9
2-3	280	Контур №1	0,1035	29,0
3-4	320	Контур №1, Сектор №1	0,1035+0,1141=0,2176	69,6
4-5	290	Контур №1	0,1035	30,0
5-6	290	Контур №1	0,1035	30,0
4-12	250	Сектор №1	0,1141	28,5
12-13	250	Сектор №1	0,1141	28,5
3-14	260	Сектор №1	0,1141	29,7
14-15	260	Сектор №1	0,1141	29,7
10-18	240	Сектор №2	0,1108	26,6
18-19	250	Сектор №2	0,1108	27,7
9-16	240	Сектор №2	0,1108	26,6
16-17	240	Сектор №2	0,1108	26,6

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (38) и сведен в таблицу 13 и 13.1.

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
2-3	38,3	1-2, 2-100		52,5+36,2+557,2+76,1=722,1
3-4	50,4	4-5, 21-4, 105,4		61,1+25,8+17,3+277,1+225,8+38,9=646,0
4-5	61,1	5-6		61,1+216,0=277,1
5-6	61,1	6-7		36,7+179,3=216,0
6-7	36,7	7-8, 7-22, 7-А		47,8+50,6+27,8+53,1=179,3
7-8	47,8	8-9		43,0+10=53,1
8-9	43,0	9-10	0,097	К _д х(56,3+47,3)=10,0
9-10	56,3	10-11		47,3
10-11	47,3	нет		
11-12	51,3	нет		
12-13	41,1	11-12		51,3
13-1	32,9	12-13		41,1+51,3=92,4
1-2	52,5	13-1, 1,85		32,9+42,5+92,4+389,4=557,2
54-55	6,3	53-54	0,1	К _д х(5,9+285,7)=29,2
55-34	7,0	54-55		6,3+29,2=35,5
54-56	7,7	53-54	0,9	К _д х(5,9+285,7)=262,5
56-57	6,3	54-56		7,7+262,5=270,1
57-58	8,3	56-57		6,3+270,1=276,5
58-59	6,0	57-58		8,3+276,5=284,8
59-60	6,7	58-59		6,0+284,8=290,8
60-61	6,6	59-60, 60-70		6,7+7,3+290,8+29,0=333,8
61-62	6,6	60-61		6,6+333,8=340,3
62-63	7,6	61-62		6,6+340,3=346,9
75-50	2,5	74-75		1,9+277,5=279,5
73-74	13,0	72-73		24,6+133,3=157,9
74-75	1,9	73-74, 74-76		13,0+32,5+157,9+74,1=277,5
60-70	7,3	70-71		7,3+21,8=29,0
70-71	7,3	71-72		7,0+14,8=21,8
71-72	7,0	84-72	0,1	К _д х(37,5+110,5)=14,8
72-73	24,6	84-72	0,9	К _д х(37,5+110,5)=133,3
25-26	43,9	нет		
26-27	43,9	нет		
27-14	19,4	26-27		0,757х43,9=33,3
14-15	25,8	27-14		19,4+33,3=52,6
15-16	29,7	14-15		25,8+52,6=78,5
7-22	50,6	нет		
22-23	53,1	нет		
23-24	40,5	22-23		53,1
24-25	40,5	23-24		40,5+53,1=93,6
19-20	24,5	18-19		25,8+149,5=175,4
20-21	25,8	19-20		24,5+175,4=199,9
21-4	25,8	20-21		25,8+199,9=225,8

Продолжение таблицы 13 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
16-17	19,4	15-16		29,7+78,5=108,2
17-18	22,0	16-17		19,4+108,2=127,6
18-19	25,8	17-18		22,0+127,6=149,5
63-64	24,2	62-63, 65-63		7,6+22,1+346,9+391,1=767,7
64-38	35,6	37-38, 38-39		16,4+53,6+146,8+302,5=519,2
68-67	58,4	69-68		53,8+198,3=252,1
67-66	58,4	68-67		58,4+252,1=310,5
66-65	22,1	67-66		58,4+310,5=369,0
65-63	22,1	66-65		22,1+369,0=391,1
9-69	58,4	9-10	0,903	К _д x(56,3+47,3)=93,51
69-68	53,8	9-69, 69-К14		58,4+46,4+93,5=198,3
32-33	21,4	31-32		17,1+0,8=17,9
33-34	20,3	32-33		21,4+17,9=39,3
34-35	14,2	33-34, 55-34		20,3+7,0+39,3+35,5=102,1
35-36	14,2	34-35		14,2+102,1=116,2
36-37	16,4	35-36		14,2+116,2=130,4
37-38	16,4	36-37		16,4+130,4=146,8
29-30	18,1	28-29		13,6+27,9=41,5
30-31	16,3	29-30		18,1+41,5=59,6
31-32	17,1	30-31	0,01	К _д x(16,3+59,6)=0,8
38-39	53,6	39-40		55,8+246,7=302,5
39-40	55,8	40-41		32,2+214,5=246,7
40-41	32,2	41-25		36,5+178,1=214,5
41-25	36,5	24-25, 25-26		40,5+43,9+93,6=178,1
27-28	17,2	26-27		0,243x43,9=10,7
28-29	13,6	27-28		17,2+10,7=27,9
46-47	6,4	47-48		7,2+29,3=36,6
47-48	7,2	48-49		6,1+23,3=29,3
48-49	6,1	49-50		10,2+13,1=23,3
49-50	10,2	75-50	0,046	К _д x(2,5+279,5)=13,1
50-51	4,7	75-50	0,954	К _д x(2,5+279,5)=268,9
51-52	4,4	50-51		4,7+268,9=273,6
45-46	8,2	46-47		6,4+36,6=43,0
52-53	7,8	51-52		4,4+273,6=277,9
53-54	5,9	52-53		7,8+277,9=285,7
44-45	7,4	43-44		6,2+84,6=90,9
43-44	6,2	42-43		6,9+77,7=84,6
31-42	2,6	30-31	0,99	К _д x(16,3+59,6)=75,1
42-43	6,9	31-42		2,6+75,1=77,7
77-78	32,5	78-79		18,2
78-79	18,2	нет		

Окончание таблицы 13 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
80-81	27,3	нет		
81-82	27,3	80-81		27,3
82-83	29,9	81-82		27,3+27,3=54,6
83-84	26,0	82-83		29,9+54,6=84,5
84-72	37,5	83-84		26,0+84,5=110,5
74-76	32,5	76-77		23,4+50,7=74,1
76-77	23,4	77-78		32,5+18,2=50,7
1-85	42,5	85-89, 85-86		36,3+46,0+211,6+95,5=389,4
85-86	46,0	86-87		47,7+47,7=95,5
86-87	47,7	87-88		47,7
87-88	47,7	нет		
85-89	36,3	89-90		36,3+175,3=211,6
89-90	36,3	90-96, 90-91		18,5+30,6+44,5+81,7=175,3
90-91	30,6	91-92		30,6+51,1=81,7
91-92	30,6	92-93		18,5+32,6=51,1
90-96	18,5	96-97		18,5+25,9=44,5
96-97	18,5	97-98		11,9+14,1=25,9
97-98	11,9	98-99		14,1
98-99	14,1	нет		
92-93	18,5	93-94		15,6+17,0=32,6
93-94	15,6	94-95		17,0
94-95	17,0	нет		
2-100	36,2	100-101		36,2+39,9=76,1
100-101	36,2	101-102		39,9
101-102	39,9	нет		
103-104	21,6	нет		
104-105	17,3	103-104		21,6
105-4	17,3	104-105		17,3+21,6=38,9

Таблица 13.1 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
6-7	20,70	нет	
7-8	28,97	нет	
8-9	30,01	7-8	29,0
9-10	87,85	8-9, 9-16	30,0+26,6+29,0+26,6=112,2
10-11	27,94	9-10, 10-18	87,9+26,6+112,2+27,7=254,3
11-1	26,91	10-11	27,9+254,3=282,3
1-2	27,94	2-3	29,0+359,4=388,4
2-3	28,97	3-4, 3-14	69,6+29,7+230,5+29,7=359,4
3-4	69,63	4-5, 4-12	30,0+28,5+50,7+121,2=230,5
4-5	30,01	5-6	30,0+20,7=50,7
5-6	30,01	6-7	20,7
4-12	28,5	12-13	28,5+92,7=121,2
12-13	28,5	13-К5	92,7
3-14	29,7	14-15	29,7
14-15	29,7	нет	
10-18	26,6	18-19	27,7
18-19	27,7	нет	
9-16	26,6	16-17	26,6
16-17	26,6	нет	

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

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

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

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

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

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

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

$k_{Д}$ - 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 14 и 14.1.

Таблица 14 - Определение расчетного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
2-3	38,3	0,55	722,1	743,2
3-4	50,4	0,55	646,0	673,7
4-5	61,1	0,55	277,1	310,7
5-6	61,1	0,55	216,0	249,6
6-7	36,7	0,55	179,3	199,5
7-8	47,8	0,55	53,1	79,4
8-9	43,0	0,55	10,0	33,7
9-10	56,3	0,55	47,3	78,2
10-11	47,3	0,55	-	26,0
11-12	51,3	0,55	-	28,2
12-13	41,1	0,55	51,3	73,9
13-1	32,9	0,55	92,4	110,5
1-2	52,5	0,55	557,2	586,1
54-55	6,3	0,55	29,2	32,6
55-34	7,0	0,55	35,5	39,3
54-56	7,7	0,55	262,5	266,7
56-57	6,3	0,55	270,1	273,6
57-58	8,3	0,55	276,5	281,0
58-59	6,0	0,55	284,8	288,1
59-60	6,7	0,55	290,8	294,5
60-61	6,6	0,55	333,8	337,4
61-62	6,6	0,55	340,3	344,0
62-63	7,6	0,55	346,9	351,1
75-50	2,5	0,55	279,5	280,8

Продолжение таблицы 14 - Определение расчетного расхода газа
распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
73-74	13,0	0,55	157,9	165,0
74-75	1,9	0,55	277,5	278,6
60-70	7,3	0,55	29,0	33,0
70-71	7,3	0,55	21,8	25,8
71-72	7,0	0,55	14,8	18,6
72-73	24,6	0,55	133,3	146,8
25-26	43,9	0,55	-	24,2
26-27	43,9	0,55	-	24,2
27-14	19,4	0,55	33,3	43,9
14-15	25,8	0,55	52,6	66,9
15-16	29,7	0,55	78,5	94,8
7-22	50,6	0,55	-	27,8
22-23	53,1	0,55	-	29,2
23-24	40,5	0,55	53,1	75,4
24-25	40,5	0,55	93,6	115,9
19-20	24,5	0,55	175,4	188,9
20-21	25,8	0,55	199,9	214,1
21-4	25,8	0,55	225,8	240,0
16-17	19,4	0,55	108,2	118,9
17-18	22,0	0,55	127,6	139,7
18-19	25,8	0,55	149,5	163,8
63-64	24,2	0,55	767,7	781,0
64-38	35,6	0,55	519,2	538,8
68-67	58,4	0,55	252,1	284,2
67-66	58,4	0,55	310,5	342,7
66-65	22,1	0,55	369,0	381,1
65-63	22,1	0,55	391,1	403,3
9-69	58,4	0,55	93,5	125,7
69-68	53,8	0,55	198,3	227,9
32-33	21,4	0,55	17,9	29,6
33-34	20,3	0,55	39,3	50,4
34-35	14,2	0,55	102,1	109,9
35-36	14,2	0,55	116,2	124,1
36-37	16,4	0,55	130,4	139,4
37-38	16,4	0,55	146,8	155,8
29-30	18,1	0,55	41,5	51,4
30-31	16,3	0,55	59,6	68,5
31-32	17,1	0,55	0,8	10,2
38-39	53,6	0,55	302,5	331,9
39-40	55,8	0,55	246,7	277,4
40-41	32,2	0,55	214,5	232,2
41-25	36,5	0,55	178,1	198,1
27-28	17,2	0,55	10,7	20,1
28-29	13,6	0,55	27,9	35,4

Окончание таблицы 14 - Определение расчетного расхода газа
распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
46-47	6,4	0,55	36,6	40,1
47-48	7,2	0,55	29,3	33,3
48-49	6,1	0,55	23,3	26,6
49-50	10,2	0,55	13,1	18,7
50-51	4,7	0,55	268,9	271,5
51-52	4,4	0,55	273,6	276,0
45-46	8,2	0,55	43,0	47,5
52-53	7,8	0,55	277,9	282,2
53-54	5,9	0,55	285,7	289,0
44-45	7,4	0,55	90,9	94,9
43-44	6,2	0,55	84,6	88,1
31-42	2,6	0,55	75,1	76,6
42-43	6,9	0,55	77,7	81,5
77-78	32,5	0,55	18,2	36,1
78-79	18,2	0,55	-	10,0
80-81	27,3	0,55	-	15,0
81-82	27,3	0,55	27,3	42,3
82-83	29,9	0,55	54,6	71,1
83-84	26,0	0,55	84,5	98,8
84-72	37,5	0,55	110,5	131,2
74-76	32,5	0,55	74,1	92,0
76-77	23,4	0,55	50,7	63,6
1-85	42,5	0,55	389,4	412,8
85-86	46,0	0,55	95,5	120,8
86-87	47,7	0,55	47,7	74,0
87-88	47,7	0,55	-	26,3
85-89	36,3	0,55	211,6	231,6
89-90	36,3	0,55	175,3	195,3
90-91	30,6	0,55	81,7	98,5
91-92	30,6	0,55	51,1	68,0
90-96	18,5	0,55	44,5	54,7
96-97	18,5	0,55	25,9	36,1
97-98	11,9	0,55	14,1	20,6
98-99	14,1	0,55	-	7,7
92-93	18,5	0,55	32,6	42,8
93-94	15,6	0,55	17,0	25,6
94-95	17,0	0,55	-	9,4
2-100	36,2	0,55	76,1	96,1
100-101	36,2	0,55	39,9	59,8
101-102	39,9	0,55	-	21,9
103-104	21,6	0,55	-	11,9
104-105	17,3	0,55	21,6	31,1
105-4	17,3	0,55	38,9	48,4
69-K14	46,4	1,00	-	46,4
7-A	27,8	1,00	-	27,8

Таблица 14.1 - Определение расчетного расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
6-7	20,70	0,55	-	11,4
7-8	28,97	0,55	-	15,9
8-9	30,01	0,55	29,0	45,5
9-10	87,85	0,55	112,2	160,5
10-11	27,94	0,55	254,3	269,7
11-1	26,91	0,55	282,3	297,0
1-2	27,94	0,55	388,4	403,8
2-3	28,97	0,55	359,4	375,4
3-4	69,63	0,55	230,5	268,8
4-5	30,01	0,55	50,7	67,2
5-6	30,01	0,55	20,7	37,2
4-12	28,5	0,55	121,2	136,9
12-13	28,5	0,55	92,7	108,4
3-14	29,7	0,55	29,7	46,0
14-15	29,7	0,55	-	16,3
10-18	26,6	0,55	27,7	42,3
18-19	27,7	0,55	0,0	15,2
9-16	26,6	0,55	26,6	41,2
16-17	26,6	0,55	-	14,6
13-K5	92,7	1	-	92,7

Таблица 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	2-3		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-743,2	107043	0,0177	-361	0,4860
	3-4		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	673,7	97040	0,0179	395	0,5867
	4-5	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	310,7	44758	0,0218	102	0,3284
	5-6	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	249,6	35955	0,0230	70	0,2786
	6-7	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	199,5	28736	0,0243	28	0,1413
	7-8	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	79,4	11436	0,0306	7	0,0944
	8-9	К5	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	33,7	4857	0,0379	2	0,0447
	9-10		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	78,2	11268	0,0307	9	0,1167
	10-11		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	26,0	3745	0,0388	1	0,0412
	11-12		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-28,2	4067	0,0396	-2	0,0543
	12-13		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-73,9	10647	0,0311	-7	0,0895
	13-1		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-110,5	15912	0,0282	-11	0,0968
1-2		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-586,1	84417	0,0186	-310	0,5285	
$\Delta = \frac{-75}{0,5 \cdot 1304} 100\% = -11,6\%$, $\sum \Delta Q_K = 10,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\frac{\sum -75}{\sum \Delta P = 1304}$	$\sum 2,8872$

Продолжение таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К2	54-55	К7	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	32,6	4700	0,0382	1	0,0436
	55-34	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	39,3	5663	0,0365	2	0,0557
	34-35	К6	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	109,9	15825	0,0282	9	0,0783
	35-36	К6	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	124,1	17868	0,0274	11	0,0858
	54-56	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-266,7	38413	0,0226	-72	0,2694
	56-57	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-273,6	39411	0,0225	-62	0,2269
	57-58	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-281,0	40481	0,0223	-86	0,3046
	36-37	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	139,4	20085	0,0266	15	0,1080
	37-38	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	155,8	22443	0,0259	18	0,1174
	58-59	К3	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-288,1	41497	0,0222	-64	0,2234
	59-60	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-294,5	42414	0,0220	-74	0,2523
	60-61		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-337,4	48596	0,0213	-94	0,2794
	61-62		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-344,0	49543	0,0212	-98	0,2835
	62-63		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-351,1	50569	0,0211	-116	0,3311
	63-64	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-781,0	112495	0,0175	-353	0,4523
64-38	К5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	538,8	77612	0,0190	267	0,4962	
$\Delta = \frac{-696}{0,5 \cdot 1343} 100\% = -103,6\%$, $\sum \Delta Q_K = 59,1 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\sum -696$ $\sum / \Delta P / = 1343$	$\sum 3,6078$

Продолжение таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К3	50-51	К7	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	271,5	39100	0,0225	48	0,1780
	51-52	К7	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	276,0	39748	0,0224	46	0,1682
	52-53	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	282,2	40648	0,0223	86	0,3055
	53-54	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	289,0	41622	0,0222	68	0,2363
	54-56	К2	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	266,7	38413	0,0226	72	0,2694
	56-57	К2	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	273,6	39411	0,0225	62	0,2269
	75-50		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	280,8	40452	0,0223	58	0,2070
	73-74		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	165,0	23773	0,0255	12	0,0736
	74-75		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	278,6	40129	0,0224	44	0,1573
	57-58	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	281,0	40481	0,0223	86	0,3046
	58-59	К2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	288,1	41497	0,0222	64	0,2234
	59-60	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	294,5	42414	0,0220	74	0,2523
	60-70		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-33,0	4758	0,0381	-2	0,0611
	70-71		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-25,8	3712	0,0387	-1	0,0485
71-72		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-18,6	2685	0,0347	-1	0,0302	
72-73		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	146,8	21145	0,0262	19	0,1272	
$\Delta = \frac{-736}{0,5 \cdot 744} 100\% = -197,9\%$, $\sum \Delta Q_K = -150,4 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\frac{\sum 736}{\sum \Delta P = 744}$	$\sum 2,8695$

Продолжение таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	25-26	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-24,2	3482	0,0379	-1	0,0356
	26-27	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	24,2	3482	0,0379	1	0,0356
	27-14		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	43,9	6327	0,0355	2	0,0454
	14-15		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	66,9	9630	0,0319	6	0,0830
	15-16		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	94,8	13659	0,0293	12	0,1240
	6-7	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-199,5	28736	0,0243	-28	0,1413
	7-22	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-27,8	4010	0,0398	-1	0,0430
	22-23	К5	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	29,2	4210	0,0393	1	0,0469
	23-24	К5	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	75,4	10863	0,0310	5	0,0727
	24-25	К5	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	115,9	16695	0,0278	12	0,1003
	19-20		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	188,9	27206	0,0246	32	0,1718
	20-21		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	214,1	30844	0,0239	43	0,1987
	21-4		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	240,0	34566	0,0232	52	0,2164
	4-5	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-310,7	44758	0,0218	-102	0,3284
	5-6	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-249,6	35955	0,0230	-70	0,2786
	16-17		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	118,9	17120	0,0277	11	0,0958
	17-18		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	139,7	20116	0,0266	17	0,1226
	18-19		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	163,8	23587	0,0255	27	0,1625
	$\Delta = \frac{19}{0,5 \cdot 423} 100\% = 8,9\%$, $\sum \Delta Q_K = -8,1 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\frac{\sum 19}{\sum \Delta P = 423}$

Продолжение таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К5	23-24	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-75,4	10863	0,0310	-5	0,0727
	24-25	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-115,9	16695	0,0278	-12	0,1003
	63-64	К2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	781,0	112495	0,0175	353	0,4523
	64-38	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-538,8	77612	0,0190	-267	0,4962
	38-39	К6	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-331,9	47811	0,0214	-115	0,3450
	39-40	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-277,4	39951	0,0224	-87	0,3136
	40-41	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-232,2	33449	0,0234	-37	0,1584
	41-25	К6	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-198,1	28538	0,0243	-32	0,1593
	68-67		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	284,2	40943	0,0222	87	0,3072
	67-66		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	342,7	49360	0,0212	121	0,3534
	66-65		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	381,1	54899	0,0207	93	0,2450
	65-63		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	403,3	58084	0,0204	103	0,2555
	7-22	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	27,8	4010	0,0398	1	0,0430
	22-23	К4	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-29,2	4210	0,0393	-1	0,0469
	7-8	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-79,4	11436	0,0306	-7	0,0944
	8-9	К1	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-33,7	4857	0,0379	-2	0,0447
	9-69		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	125,7	18099	0,0273	21	0,1665
69-68		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	227,9	32829	0,0235	55	0,2394	
$\Delta = \frac{270}{0,5 \cdot 1399} 100\% = 38,6\%$, $\sum \Delta Q_K = -39,0 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\frac{\sum 270}{\sum \Delta P = 1399}$	$\sum 3,8938$

Продолжение таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К6	32-33	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-29,6	4270	0,0391	-1	0,0451
	33-34	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-50,4	7267	0,0343	-3	0,0638
	34-35	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-109,9	15825	0,0282	-9	0,0783
	35-36	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-124,1	17868	0,0274	-11	0,0858
	36-37	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-139,4	20085	0,0266	-15	0,1080
	37-38	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-155,8	22443	0,0259	-18	0,1174
	29-30		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-51,4	7408	0,0341	-4	0,0682
	30-31		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-68,5	9873	0,0317	-5	0,0761
	31-32	К7	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-10,2	1465	0,0437	0	0,0138
	38-39	К5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	331,9	47811	0,0214	115	0,3450
	39-40	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	277,4	39951	0,0224	87	0,3136
	40-41	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	232,2	33449	0,0234	37	0,1584
	41-25	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	198,1	28538	0,0243	32	0,1593
	25-26	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	24,2	3482	0,0379	1	0,0356
	26-27	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-24,2	3482	0,0379	-1	0,0356
27-28		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-20,1	2901	0,0357	-1	0,0265	
28-29		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-35,4	5093	0,0375	-1	0,0386	
$\Delta = \frac{202}{0,5 \cdot 340} 100\% = 119,0\%$, $\sum \Delta Q_K = -57,3 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\frac{\sum 202}{\sum \Delta P = 340}$	$\sum 1,7692$

Окончание таблицы 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К7	46-47		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	40,1	10384	0,0313	72	1,7919
	47-48		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	33,3	8630	0,0328	59	1,7597
	48-49		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	26,6	6892	0,0347	33	1,2501
	49-50		620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	18,7	4840	0,0379	30	1,6069
	50-51	К3	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-271,5	39100	0,0225	-48	0,1780
	51-52	К3	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-276,0	39748	0,0224	-46	0,1682
	45-46		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	47,5	12301	0,0300	124	2,6085
	52-53	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-282,2	40648	0,0223	-86	0,3055
	53-54	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-289,0	41622	0,0222	-68	0,2363
	44-45		450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-94,9	24597	0,0253	-375	3,9478
	54-55	К2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-32,6	4700	0,0382	-1	0,0436
	55-34	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-39,3	5663	0,0365	-2	0,0557
	43-44		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-88,1	12686	0,0298	-17	0,1939
	31-32	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	10,2	1465	0,0437	0	0,0138
	32-33	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	29,6	4270	0,0391	1	0,0451
	33-34	К6	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	50,4	7267	0,0343	3	0,0638
	31-42		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-76,6	19835	0,0267	-91	1,1945
	42-43		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-81,5	21124	0,0262	-268	3,2871
$\Delta = \frac{-682}{0,5 \cdot 1731} 100\% = -102,8\%$, $\sum \Delta Q_K = 14,4 \text{ м}^3/\text{ч}$, по табл. 16								$\sum -682$	$\sum 18,7505$
								$\sum / \Delta P = 1731$	

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо 1} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-75}{1,75 \cdot 2,8872} = 14,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-696}{1,75 \cdot 3,6078} = 110,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{736}{1,75 \cdot 2,8695} = -146,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{19}{1,75 \cdot 2,3027} = -4,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{270}{1,75 \cdot 3,8938} = -39,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{202}{1,75 \cdot 1,7692} = -65,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 7} \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-682}{1,75 \cdot 18,7505} = 20,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{-кольцо 1} \quad \Delta Q_K = 14,9 + \frac{((0,3284 + 0,2786 + 0,1413) \cdot (-4,7) + (0,0944 + 0,0447 \cdot (-39,6)))}{2,8872} = 11,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\begin{aligned} \text{-кольцо 2} \quad \Delta Q_K = 110,2 + \frac{(0,0436 + 0,0557) \cdot (20,8) + (0,0783 + 0,0858 + 0,1080 + 0,1174) \cdot (-65,2)}{3,6078} + \\ + \frac{(0,2694 + 0,2269 + 0,3046 + 0,2234 + 0,2523) \cdot (-146,6) + (0,4523 + 0,4962) \cdot (-39,6)}{3,6078} = 41,4 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{-кольцо 3} \quad \Delta Q_K = -146,6 + \frac{(0,1780 + 0,1682 + 0,3055 + 0,2363) \cdot 20,8}{2,8695} + \\ + \frac{(0,2694 + 0,2269 + 0,3046 + 0,2234 + 0,2523) \cdot 110,2}{2,8695} = -91,2 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

$$\text{-кольцо 4} \quad \Delta Q_K = -4,7 + \frac{(0,0356 + 0,0356) \cdot (-65,2) + (0,1413 + 0,3284 + 0,2786) \cdot 14,9}{2,3027} = -1,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\begin{aligned} \text{-кольцо 5} \quad \Delta Q_K = -39,6 + \frac{(0,0727 + 0,1003 + 0,0430 + 0,0469) \cdot (-4,7) + (0,4523 + 0,4962) \cdot 110,2}{2,9667} + \\ + \frac{(0,3450 + 0,3136 + 0,1584 + 0,1593) \cdot (-65,2) + (0,0944 + 0,0447) \cdot 14,9}{2,9667} = -28,9 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_K &= -65,2 + \frac{(0,0451 + 0,0638 + 0,0138) \cdot 20,8 + (0,0783 + 0,0858 + 0,1080 + 0,1174) \cdot 110,2}{1,7692} + \\ &+ \frac{(0,3450 + 0,3136 + 0,1584 + 0,1593) \cdot (-39,6) + (0,0356 + 0,0356) \cdot (-4,7)}{1,7692} = -61,6 \text{ м}^3/\text{ч} \\ \Delta Q_K &= 20,8 + \frac{(0,1780 + 0,1682 + 0,3055 + 0,2363) \cdot (-146,6) + (0,0436 + 0,0557) \cdot 110,2}{18,7505} + \\ &+ \frac{(0,0138 + 0,0451 + 0,0638) \cdot (-65,2)}{18,7505} = 14,0 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

Аналогично проводим расчеты при последующих приближениях и определяем поправочный расход для каждого кольца в каждом потреблении. Результаты расчета сведены в таблицу 16.

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

Таблица 16 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №1

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения						Итого
		1	2	3	4	5	6	
Кольцо 1								
Ошибка в кольце, %	-11,58	-0,47	-0,54	-0,11	-0,01	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	14,94	0,60	0,69	0,14	0,02	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	11,82	-1,72	0,02	-0,03	-0,03	-0,01	0,00	10,03
Кольцо 2								
Ошибка в кольце, %	-103,62	-31,13	-7,67	-1,12	-0,09	0,01	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	110,21	30,70	7,64	1,13	0,09	-0,01	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	41,44	13,17	3,98	0,56	0,00	-0,03	-0,01	59,11
Кольцо 3								
Ошибка в кольце, %	197,94	135,29	36,05	4,27	0,45	0,07	0,02	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-146,64	-58,13	-13,20	-1,54	-0,16	-0,02	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-91,18	-46,89	-10,93	-1,24	-0,14	-0,03	-0,01	-150,41
Кольцо 4								
Ошибка в кольце, %	8,93	8,77	2,96	0,83	0,26	0,07	0,02	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-4,68	-4,68	-1,59	-0,44	-0,14	-0,04	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-1,84	-4,26	-1,44	-0,42	-0,14	-0,04	-0,01	-8,15

Окончание таблицы 16 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №1

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения						Итого
		1	2	3	4	5	6	
Кольцо 5								
Ошибка в кольце, %	38,59	15,74	3,51	0,78	0,15	0,03	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-39,62	-15,40	-3,44	-0,77	-0,15	-0,03	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-28,92	-7,19	-2,01	-0,62	-0,16	-0,05	-0,02	-38,95
Кольцо 6								
Ошибка в кольце, %	118,97	-7,16	2,75	0,72	0,16	0,05	0,02	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-65,23	3,87	-1,55	-0,41	-0,09	-0,03	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-61,58	5,81	-0,94	-0,43	-0,13	-0,05	-0,02	-57,33
Кольцо 7								
Ошибка в кольце, %	-102,82	-9,92	-2,30	-0,24	-0,01	0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	20,78	1,77	0,40	0,04	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	14,00	0,29	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	14,41

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{\text{уч}} /, \text{ кПа}, \quad (40)$$

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

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

Таблица 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P,$ м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l,$ м	$d_n \times s,$ мм		$\Delta Q_{\text{уч}},$ м ³ /ч	$Q_P^{\text{II}},$ м ³ /ч	Re	λ	$\Delta P,$ Па	$\Delta P/Q_P$
К1	2-3		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-743,2	10,0	-733,1	105597	0,0178	-352	0,4808
	3-4		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	673,7	10,0	683,7	98486	0,0179	406	0,5933
	4-5	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	310,7	18,2	328,9	47377	0,0214	113	0,3427
	5-6	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	249,6	18,2	267,8	38574	0,0226	79	0,2937
	6-7	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	199,5	18,2	217,7	31355	0,0238	33	0,1509
	7-8	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	79,4	49,0	128,4	18492	0,0271	17	0,1354
	8-9	К5	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	33,7	49,0	82,7	11913	0,0303	7	0,0876
	9-10		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	78,2	10,0	88,3	12714	0,0298	11	0,1278
	10-11		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	26,0	10,0	36,0	5191	0,0373	2	0,0548
	11-12		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-28,2	10,0	-18,2	2621	0,0345	-1	0,0305
	12-13		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-73,9	10,0	-63,9	9202	0,0323	-5	0,0802
	13-1		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-110,5	10,0	-100,4	14466	0,0289	-9	0,0901
1-2		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-586,1	10,0	-576,0	82972	0,0186	-301	0,5217	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1336} 100\% = -0,001\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 2,9895$	
									$\Sigma / \Delta P / = 1336$		

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К2	54-55	К7	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	32,6	44,7	77,3	11138	0,0308	6	0,0833
	55-34	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	39,3	44,7	84,0	12101	0,0302	8	0,0985
	34-35	К6	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	109,9	116,4	226,3	32597	0,0235	30	0,1346
	35-36	К6	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	124,1	116,4	240,5	34640	0,0232	34	0,1409
	54-56	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-266,7	209,5	-57,2	8233	0,0332	-5	0,0849
	56-57	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-273,6	209,5	-64,1	9232	0,0323	-5	0,0764
	57-58	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-281,0	209,5	-71,5	10302	0,0314	-8	0,1091
	36-37	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	139,4	116,4	255,9	36857	0,0228	44	0,1703
	37-38	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	155,8	116,4	272,3	39215	0,0225	49	0,1784
	58-59	К3	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-288,1	209,5	-78,6	11317	0,0307	-7	0,0843
	59-60	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-294,5	209,5	-84,9	12234	0,0301	-8	0,0993
	60-61		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-337,4	59,1	-278,3	40082	0,0224	-67	0,2418
	61-62		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-344,0	59,1	-284,8	41029	0,0222	-70	0,2461
	62-63		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-351,1	59,1	-292,0	42055	0,0221	-84	0,2883
	63-64	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-781,0	98,1	-682,9	98370	0,0179	-275	0,4031
64-38	К5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	538,8	98,1	636,9	91736	0,0182	358	0,5625	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1059} 100\% = 0,004\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 3,0019$
										$\Sigma/\Delta P/=1059$	

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К3	50-51	К7	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	271,5	-164,8	106,6	15359	0,0284	9	0,0883
	51-52	К7	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	276,0	-164,8	111,1	16007	0,0281	9	0,0850
	52-53	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	282,2	-164,8	117,4	16907	0,0277	19	0,1582
	53-54	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	289,0	-164,8	124,1	17881	0,0274	16	0,1254
	54-56	К2	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	266,7	-209,5	57,2	8233	0,0332	5	0,0849
	56-57	К2	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	273,6	-209,5	64,1	9232	0,0323	5	0,0764
	75-50		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	280,8	-150,4	130,4	18786	0,0270	15	0,1164
	73-74		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	165,0	-150,4	14,6	2107	0,0321	0	0,0082
	74-75		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	278,6	-150,4	128,2	18464	0,0271	11	0,0879
	57-58	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	281,0	-209,5	71,5	10302	0,0314	8	0,1091
	58-59	К2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	288,1	-209,5	78,6	11317	0,0307	7	0,0843
	59-60	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	294,5	-209,5	84,9	12234	0,0301	8	0,0993
	60-70		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-33,0	-150,4	-183,4	26424	0,0248	-41	0,2212
	70-71		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-25,8	-150,4	-176,2	25378	0,0251	-38	0,2146
71-72		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-18,6	-150,4	-169,1	24350	0,0253	-34	0,1997	
72-73		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	146,8	-150,4	-3,6	520	0,1230	0	0,0147	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 224} 100\% = 0,005\%$										$\Sigma 0$ $\Sigma/\Delta P/=224$	$\Sigma 1,7737$

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	25-26	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-24,2	49,2	25,0	3603	0,0383	1	0,0373
	26-27	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	24,2	49,2	73,4	10566	0,0312	7	0,0890
	27-14		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	43,9	-8,1	35,8	5154	0,0373	1	0,0389
	14-15		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	66,9	-8,1	58,7	8457	0,0330	4	0,0753
	15-16		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	94,8	-8,1	86,7	12486	0,0299	10	0,1160
	6-7	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-199,5	-18,2	-217,7	31355	0,0238	-33	0,1509
	7-22	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-27,8	30,8	3,0	427	0,1498	0	0,0173
	22-23	К5	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	29,2	30,8	60,0	8647	0,0328	5	0,0804
	23-24	К5	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	75,4	30,8	106,2	15300	0,0284	10	0,0940
	24-25	К5	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	115,9	30,8	146,7	21132	0,0262	18	0,1197
	19-20		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	188,9	-8,1	180,7	26033	0,0249	30	0,1662
	20-21		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	214,1	-8,1	206,0	29671	0,0241	40	0,1930
	21-4		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	240,0	-8,1	231,8	33392	0,0234	49	0,2109
	4-5	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-310,7	-18,2	-328,9	47377	0,0214	-113	0,3427
	5-6	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-249,6	-18,2	-267,8	38574	0,0226	-79	0,2937
	16-17		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	118,9	-8,1	110,7	15947	0,0282	10	0,0909
	17-18		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	139,7	-8,1	131,5	18943	0,0270	15	0,1172
18-19		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	163,8	-8,1	155,6	22413	0,0259	24	0,1564	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 448} 100\% = 0,007\%$										$\frac{\sum 0}{\sum \Delta P / = 448}$	$\sum 2,3896$

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К5	23-24	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-75,4	-30,8	-106,2	15300	0,0284	-10	0,0940
	24-25	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-115,9	-30,8	-146,7	21132	0,0262	-18	0,1197
	63-64	К2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	781,0	-98,1	682,9	98370	0,0179	275	0,4031
	64-38	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-538,8	-98,1	-636,9	91736	0,0182	-358	0,5625
	38-39	К6	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-331,9	18,4	-313,6	45164	0,0217	-104	0,3306
	39-40	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-277,4	18,4	-259,0	37303	0,0228	-77	0,2979
	40-41	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-232,2	18,4	-213,8	30801	0,0239	-32	0,1489
	41-25	К6	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-198,1	18,4	-179,7	25890	0,0249	-27	0,1481
	68-67		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	284,2	-39,0	245,3	35332	0,0231	67	0,2750
	67-66		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	342,7	-39,0	303,7	43749	0,0219	98	0,3228
	66-65		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	381,1	-39,0	342,2	49288	0,0212	77	0,2259
	65-63		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	403,3	-39,0	364,3	52473	0,0209	86	0,2368
	7-22	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	27,8	-30,8	-3,0	427	0,1498	0	0,0173
	22-23	К4	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-29,2	-30,8	-60,0	8647	0,0328	-5	0,0804
	7-8	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-79,4	-49,0	-128,4	18492	0,0271	-17	0,1354
	8-9	К1	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-33,7	-49,0	-82,7	11913	0,0303	-7	0,0876
	9-69		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	125,7	-39,0	86,7	12488	0,0299	11	0,1261
69-68		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	227,9	-39,0	189,0	27218	0,0246	39	0,2080	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1309} 100\% = 0,003\%$										$\frac{\Sigma 0}{\Sigma/\Delta P/=1309}$	$\Sigma 3,8200$

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К6	32-33	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-29,6	-71,7	-101,4	14604	0,0288	-11	0,1134
	33-34	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-50,4	-71,7	-122,2	17601	0,0275	-15	0,1239
	34-35	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-109,9	-116,4	-226,3	32597	0,0235	-30	0,1346
	35-36	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-124,1	-116,4	-240,5	34640	0,0232	-34	0,1409
	36-37	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-139,4	-116,4	-255,9	36857	0,0228	-44	0,1703
	37-38	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-155,8	-116,4	-272,3	39215	0,0225	-49	0,1784
	29-30		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-51,4	-57,3	-108,8	15666	0,0283	-13	0,1195
	30-31		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-68,5	-57,3	-125,9	18131	0,0273	-15	0,1201
	31-32	К7	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-10,2	-71,7	-81,9	11799	0,0304	-6	0,0773
	38-39	К5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	331,9	-18,4	313,6	45164	0,0217	104	0,3306
	39-40	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	277,4	-18,4	259,0	37303	0,0228	77	0,2979
	40-41	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	232,2	-18,4	213,8	30801	0,0239	32	0,1489
	41-25	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	198,1	-18,4	179,7	25890	0,0249	27	0,1481
	25-26	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	24,2	-49,2	-25,0	3603	0,0383	-1	0,0373
	26-27	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-24,2	-49,2	-73,4	10566	0,0312	-7	0,0890
27-28		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-20,1	-57,3	-77,5	11160	0,0308	-7	0,0881	
28-29		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-35,4	-57,3	-92,7	13351	0,0294	-7	0,0795	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 479} 100\% = 0,007\%$										$\sum 0$	$\sum 2,3979$
										$\sum / \Delta P = 479$	

Продолжение таблицы 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	$Q_P^П$, м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К7	46-47		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	40,1	14,4	54,5	14118	0,0290	123	2,2561
	47-48		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	33,3	14,4	47,7	12363	0,0300	110	2,3042
	48-49		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	26,6	14,4	41,0	10626	0,0312	71	1,7296
	49-50		620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	18,7	14,4	33,1	8573	0,0329	82	2,4673
	50-51	К3	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-271,5	164,8	-106,6	15359	0,0284	-9	0,0883
	51-52	К3	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-276,0	164,8	-111,1	16007	0,0281	-9	0,0850
	45-46		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	47,5	14,4	61,9	16034	0,0281	197	3,1822
	52-53	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-282,2	164,8	-117,4	16907	0,0277	-19	0,1582
	53-54	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-289,0	164,8	-124,1	17881	0,0274	-16	0,1254
	44-45		450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-94,9	14,4	-80,5	20864	0,0263	-281	3,4892
	54-55	К2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-32,6	-44,7	-77,3	11138	0,0308	-6	0,0833
	55-34	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-39,3	-44,7	-84,0	12101	0,0302	-8	0,0985
	43-44		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-88,1	14,4	-73,7	10611	0,0312	-12	0,1696
	31-32	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	10,2	71,7	81,9	11799	0,0304	6	0,0773
	32-33	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	29,6	71,7	101,4	14604	0,0288	11	0,1134
	33-34	К6	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	50,4	71,7	122,2	17601	0,0275	15	0,1239
	31-42		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-76,6	14,4	-62,2	16102	0,0281	-63	1,0215
42-43		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	-81,5	14,4	-67,1	17391	0,0276	-191	2,8409	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1231} 100\% = 0,001\%$										$\Sigma 0$ $\Sigma/\Delta P/=1231$	$\Sigma 20,4142$

Таблица 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

Номер участка	Q_H , м ³ /ч	Q_K , м ³ /ч	P_H , кПа	P_K , кПа
2-3	750,4	712,0	5,000	4,648
3-4	706,4	656,0	5,000	4,594
4-5	356,4	295,3	4,594	4,482
5-6	295,3	234,2	4,482	4,403
6-7	234,2	197,5	4,403	4,370
7-8	149,9	102,1	4,370	4,353
8-9	102,1	59,0	4,353	4,346
9-10	113,6	57,3	4,346	4,334
10-11	57,3	10,0	4,334	4,332
11-12	41,3	-10,0	4,332	4,332
12-13	82,4	41,3	4,338	4,333
13-1	115,2	82,4	4,347	4,338
1-2	599,7	547,1	4,648	4,347
54-55	80,2	73,9	4,477	4,471
55-34	87,2	80,2	4,485	4,477
34-35	232,7	218,5	4,516	4,485
35-36	246,9	232,7	4,550	4,516
54-56	60,6	52,9	4,475	4,471
56-57	66,9	60,6	4,480	4,475
57-58	75,3	66,9	4,488	4,480
36-37	263,2	246,9	4,593	4,550
37-38	279,6	263,2	4,642	4,593
58-59	81,3	75,3	4,495	4,488
59-60	87,9	81,3	4,503	4,495
60-61	281,2	274,6	4,570	4,503
61-62	287,8	281,2	4,641	4,570
62-63	295,36	287,8	4,725	4,641
63-64	693,8	669,6	5,000	4,725
64-38	652,9	617,3	5,000	4,642
50-51	108,7	104,1	4,427	4,418
51-52	113,1	108,7	4,436	4,427
52-53	120,9	113,1	4,455	4,436
53-54	126,8	120,9	4,471	4,455
75-50	131,56	129,1	4,418	4,402
73-74	20,5	7,5	4,391	4,391
74-75	129,1	127,1	4,402	4,391
60-70	186,7	179,4	4,503	4,463
70-71	179,4	172,2	4,463	4,425
71-72	172,2	165,2	4,425	4,391
72-73	7,5	-17,1	4,391	4,391
25-26	49,2	5,2	4,403	4,403
26-27	93,13	49,2	4,410	4,403
27-14	44,5	25,1	4,411	4,410
14-15	70,4	44,5	4,416	4,411
15-16	100,1	70,4	4,426	4,416
7-22	19,8	-30,8	4,370	4,370
22-23	83,9	30,8	4,375	4,370
23-24	124,4	83,9	4,385	4,375
24-25	164,93	124,4	4,403	4,385

Окончание таблицы 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

Номер участка	Q_H , м ³ /ч	Q_K , м ³ /ч	P_H , кПа	P_K , кПа
19-20	191,8	167,2	4,506	4,476
20-21	217,6	191,8	4,545	4,506
21-4	243,5	217,6	4,594	4,545
16-17	119,4	100,1	4,436	4,426
17-18	141,4	119,4	4,451	4,436
18-19	167,2	141,4	4,476	4,451
38-39	337,68	284,1	4,642	4,538
39-40	284,07	228,3	4,538	4,461
40-41	228,32	196,2	4,461	4,429
41-25	196,15	159,7	4,429	4,402
68-67	271,6	213,2	4,463	4,396
67-66	330,0	271,6	4,561	4,463
66-65	352,2	330,0	4,638	4,561
65-63	374,3	352,2	4,725	4,638
9-69	113,0	54,6	4,356	4,345
69-68	213,2	159,4	4,396	4,356
32-33	111,0	89,6	4,470	4,459
33-34	131,3	111,0	4,485	4,470
29-30	116,9	98,8	4,437	4,424
30-31	133,2	116,9	4,452	4,437
31-32	89,6	72,5	4,459	4,452
38-39	337,7	284,1	4,642	4,538
27-28	85,2	68,0	4,417	4,410
28-29	98,8	85,2	4,424	4,417
46-47	57,4	51,0	4,803	4,680
47-48	51,0	43,8	4,680	4,570
48-49	43,8	37,7	4,570	4,499
49-50	37,7	27,5	4,499	4,418
45-46	65,6	57,4	5,000	4,803
44-45	83,9	76,5	5,000	4,719
43-44	76,5	70,2	4,719	4,707
31-42	63,3	60,7	4,516	4,452
42-43	70,2	63,3	4,707	4,516

Таблица 19 - 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
77-78	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	36,1	13008	0,0296	184	4,056	3,872
78-79	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	10,0	4331	0,0390	26	3,872	3,846
80-81	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	15,0	5414	0,0369	33	3,870	3,836
81-82	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	42,3	12484	0,0299	79	3,948	3,870
82-83	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4 (110,2)	71,1	18411	0,0272	115	4,064	3,948
83-84	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3 (123,4)	98,8	22865	0,0257	104	4,168	4,064
84-72	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3 (123,4)	131,2	30349	0,0240	223	4,391	4,168
74-76	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4 (110,2)	92,0	23835	0,0255	197	4,391	4,194
76-77	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	63,6	18755	0,0270	138	4,194	4,056
1-85	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6 (246,8)	412,8	47749	0,0214	54	4,347	4,293
85-86	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3 (123,4)	120,8	27942	0,0245	193	4,293	4,100
86-87	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4 (110,2)	74,0	19172	0,0269	145	4,100	3,954
87-88	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	26,3	9466	0,0321	114	3,954	3,840
85-89	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4 (198,2)	231,6	33357	0,0234	49	4,293	4,244
89-90	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	195,3	31636	0,0237	63	4,244	4,180
90-91	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3 (123,4)	98,5	22792	0,0258	99	4,180	4,082
91-92	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4 (110,2)	68,0	17604	0,0275	88	4,082	3,994
90-96	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	54,7	16120	0,0281	147	4,180	4,034
96-97	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	36,1	10656	0,0311	71	4,034	3,963
97-98	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	20,6	8912	0,0326	105	3,963	3,858
98-99	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8 (55,4)	7,7	3991	0,0397	51	3,858	3,806
92-93	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	42,8	12623	0,0299	96	3,994	3,898
93-94	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	25,6	7552	0,0339	33	3,898	3,865
94-95	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	9,4	4055	0,0396	38	3,865	3,827

8

Окончание таблицы 19 - 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
2-100	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6 (96,8)	96,1	28329	0,0244	315	4,648	4,333
100-101	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	59,8	21559	0,0261	356	4,333	3,976
101-102	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	21,9	7905	0,0336	68	3,976	3,909
103-104	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8 (55,4)	11,9	6120	0,0358	144	4,079	3,935
104-105	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	31,1	13450	0,0294	270	4,349	4,079
105-4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	48,4	17435	0,0275	246	4,594	4,349
69-К14	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	46,4	16725	0,0278	183	4,356	4,173
7-А	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	27,8	12025	0,0302	211	4,370	4,160

Таблица 20 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	6-7		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	11,4	2305	0,0330	1	0,0802
	7-8		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-15,9	3227	0,0369	-3	0,1758
	8-9		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-45,5	9208	0,0323	-21	0,4543
	9-10		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-160,5	32494	0,0236	-265	1,6537
	10-11		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-269,7	43694	0,0219	-150	0,5576
	11-1		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-297,0	48129	0,0214	-172	0,5774
	1-2		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	403,8	65420	0,0198	305	0,7548
	2-3		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	375,4	60818	0,0201	278	0,7411
	3-4		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	268,8	54417	0,0207	511	1,9001
	4-5		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	67,2	13608	0,0293	41	0,6089
	5-6		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	37,2	7532	0,0340	15	0,3908
$\Delta = \frac{539}{0,5 \cdot 1761} 100\% = 61,3\%$								$\frac{\Sigma 539}{\Sigma \Delta P = 1761}$	$\Sigma 7,8947$

Таблица 21 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (первое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	$Q_{уч}$, м ³ /ч	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	6-7		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	-27,6	5598	0,0366	-6	0,2157
	7-8		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	-55,0	11129	0,0308	-28	0,5056
	8-9		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	-84,5	17111	0,0277	-61	0,7231
	9-10		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	-199,5	40396	0,0223	-388	1,9470
	10-11		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-39,0	-308,7	50018	0,0212	-191	0,6171
	11-1		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-39,0	-336,1	54452	0,0207	-213	0,6334
	1-2		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-39,0	364,7	59096	0,0203	255	0,6994
	2-3		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	-39,0	336,3	54494	0,0207	230	0,6825
	3-4		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	229,7	46514	0,0215	388	1,6891
	4-5		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	28,2	5706	0,0364	9	0,3173
	5-6		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	-39,0	-1,8	370	0,1729	0	0,0978
$\Delta = \frac{-5}{0,5 \cdot 1769} 100\% = -0,6\%$									$\frac{\Sigma -5}{\Sigma \Delta P = 1769}$	$\Sigma 8,1280$

Таблица 22 - Гидравлический расчет сети низкого давления №2 (второе приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	$Q_{уч}$, м ³ /ч	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	6-7		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	-27,3	5523	0,0367	-6	0,2135
	7-8		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	-54,6	11054	0,0309	-27	0,5031
	8-9		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	-84,1	17036	0,0277	-61	0,7207
	9-10		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	-199,1	40321	0,0223	-387	1,9443
	10-11		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	0,4	-308,3	49958	0,0212	-190	0,6166
	11-1		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	0,4	-335,7	54393	0,0207	-212	0,6329
	1-2		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	0,4	365,1	59156	0,0203	256	0,6999
	2-3		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	0,4	336,7	54554	0,0207	230	0,6831
	3-4		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	230,1	46589	0,0215	389	1,6912
	4-5		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	28,6	5781	0,0363	9	0,3204
	5-6		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	0,4	-1,5	295	0,2166	0	0,0978
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1768} 100\% = 0\%$									$\frac{\sum 0}{\sum \Delta P = 1768}$	$\sum 8,1234$

Таблица 23 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №2

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
6-7	38,7	18,0	4,122	4,116
7-8	67,6	38,7	4,150	4,122
8-9	97,6	67,6	4,210	4,150
9-10	238,7	150,8	4,597	4,210
10-11	320,9	293,0	4,788	4,597
11-1	347,8	320,9	5,000	4,788
1-2	377,7	349,7	5,000	4,744
2-3	349,7	320,8	4,744	4,514
3-4	261,4	191,8	4,514	4,125
4-5	42,1	12,0	4,125	4,116
5-6	18,0	-12,0	4,116	4,116

Таблица 24 - 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
4-12	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3 (123,4)	136,9	31675	0,0237	231	4,125	3,894
12-13	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5 (141)	108,4	21946	0,0260	81	3,894	3,813
3-14	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	46,0	16575	0,0279	292	4,514	4,222
14-15	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8 (55,4)	16,3	8408	0,0330	261	4,222	3,962
10-18	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	42,3	18308	0,0272	555	4,597	4,042
18-19	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8 (55,4)	15,2	7851	0,0336	222	4,042	3,820
9-16	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4 (79,2)	41,2	14857	0,0287	223	4,210	3,987
16-17	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5 (66)	14,6	6326	0,0355	86	3,987	3,901
13-K5	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9 (176,2)	92,7	15019	0,0286	9	3,813	3,804

1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

Для подвода газа в котельную, а также к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в поселке, в работе запроектирован комбинированный распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 25.

В таблице 25 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

Таблица 25 – Перечень потребителей, присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м ³ /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
Котельная №6	309	50
Котельная №7	482	50
Котельная №8	433	50
Котельная №9	258	50
Котельная №10	500	50
Котельная №12	553	50
Котельная №13	696	50
ГРП-1	1457	10
ГРП-2	1347	10
ГРП-3	149	10
ГРП-4	726	10

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [15]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра расчетного кольца и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей при различных режимах работы поступал требуемый расход газа. Схема распределительного газопровода среднего давления – лист 2 графической части.

Гидравлический расчет кольцевых газовых сетей среднего давления состоит из нескольких последовательных этапов.

На первом этапе производится расчет расхода газа при работе сети в

аварийном режиме и определяется ориентировочный диаметр кольца газовой сети.

Аварийный расход газа для каждого потребителя определяется по формуле

$$Q_{AB}^{\Pi} = K_{AB} \cdot Q^{\Pi}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (41)$$

где Q^{Π} – требуемый расход газа для нормальной работы потребителей, $\text{м}^3/\text{ч}$;

K_{AB} - коэффициент обеспеченности при аварийном режиме работы.

Расчет ориентировочного диаметра участков кольца газовой сети производится по формуле

$$d_p^K = \sqrt[n]{\frac{AB\rho(\alpha \sum Q_{AB})^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см}, \quad (42)$$

где d_p^K - расчетный внутренний диаметр кольца газовой сети, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети;

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

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

α - коэффициент, учитывающий количество ответвлений, присоединенных к сети, при количестве ответвлений от 5 до 100 обычно принимается равным 0,55;

$\sum Q_{AB}$ - суммарный аварийный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

$$A = 6,34 \cdot 10^{-5} / p_H, \quad (43)$$

где p_H - начальное давление газа, МПа ;

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ МПа/м}, \quad (44)$$

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

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

L - расстояние от точки питания кольца до самой удаленной точки газовой сети, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{доп} = p_H - p_K, \text{ МПа}, \quad (45)$$

где p_H – давление газа в точке питания кольца, МПа;

p_K – давление газа для нормальной работы самого удаленного потребителя, МПа.

Внутренний диаметр газопровода для участков кольца газовой сети принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов - ближайший больший.

На втором этапе выполняется два варианта расчета аварийных режимов для кольца, при выключенных головных участках слева и справа от точки питания.

При этом определяется перепад квадрата давления для каждого участка кольцевой части газовой сети и давление во всех узловых точках, которое является начальным давлением при расчете ответвлений при работе сети в аварийном режиме.

Перепад квадрата давления на отдельно взятом участке газовой сети можно охарактеризовать формулой

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} = 1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{Q_{уч}^2}{d^5} \rho l_{уч}, \text{ МПа}^2, \quad (46)$$

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{уч}$ - расход газа на участке газовой сети, м³/ч;

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

Начальное давление газа на головных участках принимается равным начальному давлению газа в точке питания газовой сети, для последующих участков принимается по согласию расчету предыдущего участка по ходу движения газа. Начальное давление газа на участке равно конечному давлению газа на предыдущем участке.

Конечное давление газа на участке определяется по формуле

$$p_{к.уч} = \sqrt{p_{н.уч}^2 - (p_{н}^2 - p_{к}^2)_{уч}}, \text{ МПа}, \quad (47)$$

где $p_{н.уч}$ - начальное давление газа на участке, МПа;

$(p_{н}^2 - p_{к}^2)_{уч}$ - перепад квадрата давления на участке, МПа.

После определения конечного давления на всех участках кольца проверяется достаточность давления в узловых точках для преодоления гидравлического сопротивления в ответвлениях. Достаточность давления в узловых точках определяется сравнением с давлением газа для нормальной работы потребителя присоединенного к этой точке по условию

$$p_{н.отв} - l_{отв} \cdot \Delta P_{уд} - p_{к} > 0 \quad (48)$$

где $p_{н.отв}$ - начальное давление газа в ответвлении, равно давлению газа в точке присоединения ответвления к кольцевой части газовой сети, МПа;

$l_{отв}$ - длина ответвления, м.

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

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

В том случае если условие (48) хотя бы для одной узловой точки не выполняется, производится увеличение диаметра головных участков диаметрально противоположных точке питания.

В том случае, если увеличение диаметра головных участков и участков, примыкающих к ним (общей длиной не превышающей половины длины

кольца), не привело к положительному результату, из условия надежности производится увеличение диаметра всего кольца.

На третьем этапе подбираются ориентировочные диаметры ответвлений к сосредоточенным потребителям, при аварийном гидравлическом режиме и определяется конечное давление газа (давление газа перед потребителем, которое должно быть больше, чем минимально допустимое давление газа перед потребителем).

Диаметры ответвлений рассчитываются для неблагоприятного аварийного режима из условия наименьшего давления газа перед ответвлением. Диаметры ответвлений принимаются не менее 50 мм и должны быть меньше диаметра участков кольца.

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

$$d_p^{OTB} = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_{OTB}^m}{\Delta P_{UD}}}, \text{ см}, \quad (49)$$

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

A – коэффициент, зависящий от категории сети;

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

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

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

ΔP_{UD} - удельные потери давления на трение, МПа/м – для сетей среднего давления.

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

$$A = 6,34 \cdot 10^{-5} / p_{H.OTB}, \quad (50)$$

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1l_{отв}}, \text{ МПа/м}, \quad (51)$$

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

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

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

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{доп} = p_{н.отв} - p_{к}, \text{ МПа}, \quad (52)$$

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

$p_{к}$ – 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 используя формулы (46) и (47).

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{к.отв} - p_{к} > 0 \quad (53)$$

где $p_{к.отв}$ - конечное давление газа в ответвлении, определенное по формуле (47), МПа;

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

Если условие (53) не выполняется, делается перерасчет участков кольца с увеличением их диаметров по первому этапу расчета и заново определяются ориентировочные диаметры ответвлений.

После определения диаметров ответвлений выполняется гидравлический расчет ответвлений при работе сети в аварийном режиме, при этом определяется перепад квадрата давления для каждого участка по формуле (46), давление газа в конце ответвления по формуле (47) и выполняется проверка по

условию (53). При невыполнении условия (53) диаметр участка увеличивают, выбирается ближайший больший диаметр и выполняется расчет перепада квадрата давления на участке по формуле (46), и находится давление газа в конце ответвления по формуле (47), при этом условие (53) должно быть выполнено для всех ответвлений.

На четвертом этапе рассчитывается распределение потоков при нормальном режиме и давление газа во всех узловых точках, с достижением требуемой величины относительной ошибки в кольце.

В начале расчета задаются ориентировочным (предварительным) распределением потоков газа в кольце. Потоки газа встречаются в узле, к которому присоединяется ответвление, снабжающее газом потребителя. Узел встречи потоков зависит от протяженности кольца и расхода газа потребителями. К этому узлу примыкают два участка кольца и ответвление, обслуживающее потребителя. Для определения расхода газа на этих участках расход газа потребителя, присоединенного к этому узлу, условно разбивается на две части.

Распределение потоков оказывает влияние на расход газа на участках кольца, который рассчитывается по формуле

$$Q_{уч} = \sum Q^П, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (54)$$

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

$\sum Q^П$ – сумма расходов газа потребителями, обслуживаемыми данным участком, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значениям расходов газа на участках кольца присваиваются знаки плюс и минус в соответствии с направлениями движения газа в кольце (против часовой стрелки - «минус», по часовой стрелке - «плюс» или наоборот).

После того как определены ориентировочные расходы газа, на участках производится гидравлический расчет кольцевой части газовой сети среднего давления в нормальном режиме, определяется перепад квадрата давления для каждого участка, при этом в расчетах знак перепада квадрата давления должен

соответствовать знаку расхода газа. Диаметры участков принимаются по ранее проведенному расчету при работе сети среднего давления в аварийном режиме.

На этом этапе при расчете перепад квадрата давления на участках рекомендуется ввести дополнительный коэффициент 10^6 , который позволяет более точно определить относительную ошибку в кольце, поправочный круговой расход газа. При вводе коэффициента 10^6 формула (46) принимает вид

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6 = \left(1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{Q_{уч}^2}{d^5} \rho l_{уч} \right) \cdot 10^6, \text{ МПа}^2 \cdot 10^6, \quad (54)$$

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{уч}$ - расход газа на участке газовой сети, м³/ч;

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

После выполнения предварительной части расчета рассчитывается относительная ошибка по формуле

$$\Delta = \frac{\sum (p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6}{0,5 \cdot \sum (p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6} 100\% \text{ менее } 1\%, \quad (55)$$

где $\sum (p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6$ - суммарные потери давления всех участков кольца, МПа²·10⁶;

$\sqrt{\sum (p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6}$ - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, МПа²·10⁶.

При невыполнении условия (55) определяется поправочный круговой расход газа и выполняется гидравлический расчет с учетом этого расхода, при этом определяется перепад квадрата давления для каждого участка по формуле (54) и относительная ошибка в кольце по формуле (55).

Поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_K = - \frac{\sum (p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6}{2 \sum \left(\frac{(p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6}{Q_{уч}} \right)_{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (56)$$

где $\sum \left(\frac{(p_H^2 - p_K^2)_{уч} \cdot 10^6}{Q_{уч}} \right)_{уч}$ - суммарная зависимость потерь давления и расхода на участках кольца.

Расход газа на участках кольца, для последующих расчетов, определяется по формуле

$$Q_{уч}^j = Q_{уч}^{j-1} + \Delta Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (57)$$

где j – номер варианта перерасчета;

$Q_{уч}^{j-1}$ - расход газа на участке, используемый для проведения предыдущего расчета, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Добившись, методом перерасчета относительной ошибки в кольце менее 1% определяется перепад квадрата давления для каждого участка по формуле (46) и давление газа во всех узловых точках по формуле (47), которое в дальнейшем будет использовано при расчете ответвлений в нормальном режиме. При определении начального давления газа на участке необходимо учитывать направление движения газа.

На пятом этапе проверяются диаметры ответвлений к сосредоточенным потребителям, при расчетном гидравлическом режиме.

После того как кольцо увязано с относительной ошибкой менее 1% приступают к пятому этапу, на котором проверяются диаметры ответвлений к сосредоточенным потребителям, при нормальном гидравлическом режиме, расчет сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условию (53). Диаметры ответвлений принимаются по ранее проведенному расчету при работе сети среднего давления в аварийном режиме, перепад квадрата давления для каждого участка определяется по формуле (46), давление газа в конце ответвления по формуле (47). При невыполнении условия (53) диаметр ответвления увеличивают, выбирается ближайший больший диаметр и выполняется расчет перепада квадрата давления на участке по формуле (46), и находится давление газа в конце ответвления по формуле (47), при этом условие (53) должно быть выполнено для всех ответвлений.

В том случае если были изменены диаметры ответвлений, необходимо выполнить перерасчет (гидравлический расчет) этих ответвлений и при аварийном режиме.

Используя выше описанный алгоритм расчета, разрабатывается модель гидравлического расчета сети, как в аварийном, так и в нормальном режиме. На первом этапе моделирования определяются диаметры участков кольца по аналогии с первым этапом расчета, выполняется два варианта гидравлического расчета для участков кольца в аварийном режиме, производится корректировка диаметров участков кольца с учетом расчета ответвлений в аварийном режиме.

На втором этапе моделирования рассматривается гидравлический расчет кольца в нормальном режиме с учетом принятых диаметров участков кольца с достижением требуемой величины относительной ошибки, по аналогии с четвертым этапом гидравлического расчета.

На третьем этапе моделирования рассматривается гидравлический расчет ответвлений, по результатам которого подбираются оптимальные (минимально допустимые диаметры ответвлений) диаметры ответвлений, при этом должно выполняться условие

$$p_{H.OTB}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{уч} - p_K^2 > 0 \quad (58)$$

где $p_{H.OTB}$ - начальное давление газа в ответвлении, МПа, для нормального режима по результатам расчета закольцованной части сети, с достижением относительной ошибки в кольце менее 1%, для аварийного режима с учетом неблагоприятного аварийного режима;

$(p_H^2 - p_K^2)_{уч}$ - перепад квадрата давления на участке определяется по формуле (46), МПа²;

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

За оптимальный считается минимальный диаметр ответвления, при котором условие (58) соблюдается как для аварийного, так и для нормального режима работы газовой сети среднего давления.

Таблица 26 – Расчет аварийного расхода газа

Потребители газа	Расчетный расход газа, м ³ /ч	К	Аварийный расход газа, м ³ /ч
Котельная №6	309	0,7	216
Котельная №7	482	0,7	337
Котельная №8	433	0,7	303
Котельная №9	258	0,7	181
Котельная №10	500	0,7	350
Котельная №12	553	0,7	387
Котельная №13	696	0,7	487
ГРП-1	1457	0,7	1020
ГРП-2	1347	0,7	943
ГРП-3	149	0,7	105
ГРП-4	726	0,7	508
Итого:	6908		4836

Таблица 27 – Гидравлический расчет кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме – вариант №1

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, мПа ²	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	245x8 (229)	750	4836	0,0168	0,0056	0,28	0,270
1-2	245x8 (229)	180	4836	0,0168	0,0014	0,270	0,267
2-3	245x8 (229)	200	3893	0,0170	0,0010	0,267	0,265
3-4	194x8 (178)	340	3556	0,0178	0,0051	0,265	0,255
4-5	194x8 (178)	490	3375	0,0178	0,0067	0,255	0,242
5-6	194x8 (178)	300	3159	0,0179	0,0036	0,242	0,234
6-7	194x8 (178)	1420	2139	0,0183	0,0080	0,234	0,217
7-8	194x8 (178)	310	2034	0,0183	0,0016	0,217	0,213
8-9	194x8 (178)	590	1731	0,0185	0,0022	0,213	0,208
9-10	194x8 (178)	390	1245	0,0191	0,0008	0,208	0,206
10-11	194x8 (178)	50	895	0,0197	0,0001	0,206	0,206
11-12	245x8 (229)	2280	387	0,0214	0,0001	0,206	0,205

Таблица 28 – Гидравлический расчет кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме – вариант №2

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, мПа ²	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	245x8 (229)	750	4836	0,0168	0,0056	0,28	0,270
2-3	245x8 (229)	200	943	0,0196	0,0001	0,145	0,145
3-4	194x8 (178)	340	1280	0,0190	0,0007	0,147	0,145
4-5	194x8 (178)	490	1460	0,0188	0,0013	0,152	0,147
5-6	194x8 (178)	300	1677	0,0186	0,0011	0,155	0,152
6-7	194x8 (178)	1420	2697	0,0180	0,0125	0,191	0,155
7-8	194x8 (178)	310	2801	0,0180	0,0029	0,199	0,191
8-9	194x8 (178)	590	3104	0,0179	0,0069	0,215	0,199
9-10	194x8 (178)	390	3591	0,0178	0,0060	0,229	0,215
10-11	194x8 (178)	50	3941	0,0177	0,0009	0,231	0,229
11-12	245x8 (229)	2280	4449	0,0169	0,0146	0,261	0,231
12-1	245x8 (229)	640	4836	0,0168	0,0048	0,270	0,261

Таблица 29 – Начальное давление газа перед ответвлением

Номер участка	Значение начального давления в ответвлении, МПа		
	по варианту №2	по варианту №1	расчетное давление газа
6-ГРП№1	0,145	0,267	0,145
2-ГРП№2	0,145	0,265	0,145
7-ГРП№3	0,147	0,255	0,147
11-ГРП№4	0,152	0,242	0,152
5-К6	0,155	0,234	0,155
3-К7	0,191	0,217	0,191
8-К8	0,199	0,213	0,199
4-К9	0,215	0,208	0,208
10-К10	0,231	0,206	0,206
12-К12	0,231	0,206	0,206
9-К13	0,261	0,205	0,205

Таблица 30 – Гидравлический расчет ответвлений кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, мПа ²	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
6-ГРП№1	133x5 (123)	2680	1020	0,0200	0,0239	0,155	0,013
2-ГРП№2	70x5 (60)	40	943	0,0227	0,0125	0,145	0,092
7-ГРП№3	60x5 (50)	60	105	0,0260	0,0007	0,191	0,190
11-ГРП№4	102x5 (92)	1500	508	0,0217	0,0154	0,206	0,164
5-К6	60x5 (50)	50	216	0,0247	0,0022	0,152	0,144
3-К7	60x5 (50)	110	337	0,0242	0,0117	0,145	0,096
8-К8	60x5 (50)	50	303	0,0243	0,0043	0,199	0,188
4-К9	60x5 (50)	130	181	0,0250	0,0041	0,147	0,133
10-К10	60x5 (50)	80	350	0,0242	0,0091	0,206	0,182
12-К12	70x5 (60)	440	387	0,0234	0,0238	0,205	0,136
9-К13	70x5 (60)	290	487	0,0231	0,0246	0,208	0,136

Таблица 31 – Гидравлический расчет предварительного распределения потоков кольцевой газовой сети среднего давления при нормальном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, МПа ² ·10 ⁻⁶	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	245x8 (229)	750	6908	0,0166	11346	1,6424	0,28	0,259
1-2	245x8 (229)	180	3927	0,0170	904	0,2303	0,259	0,257
2-3	245x8 (229)	200	2580	0,0176	447	0,1732	0,257	0,256
3-4	194x8 (178)	340	2099	0,0183	1846	0,8795	0,256	0,253
4-5	194x8 (178)	490	1841	0,0185	2065	1,1218	0,253	0,249
5-6	194x8 (178)	300	1532	0,0187	888	0,5797	0,249	0,247
6-7	194x8 (178)	1420	75	0,0302	16	0,2163	0,247	0,247
7-8	194x8 (178)	310	-75	0,0302	4	0,0472	0,244	0,244
8-9	194x8 (178)	590	-508	0,0213	218	0,4292	0,244	0,244
9-10	194x8 (178)	390	-1203	0,0191	728	0,6049	0,246	0,244
10-11	194x8 (178)	50	-1703	0,0186	181	0,1065	0,246	0,246
11-12	245x8 (229)	2280	-2429	0,0176	4536	1,8679	0,255	0,246
12-1	245x8 (229)	640	-2981	0,0174	1888	0,6332	0,259	0,255
					Σ -1388 Σ 13720	Σ 6,8897		
$\Delta = \frac{-1388}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 13720)} 100\% = -20,24\%$								
$\Delta Q_K = -\frac{-1388}{2 \cdot 6,8897} = 100,76 \text{ м}^3/\text{ч}$								

Таблица 32 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления при нормальном режиме (1 итерация)

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, МПа ² ·10 ⁻⁶	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	245x8 (229)	750	6908	0,0166	11346	1,6424	0,28	0,259
1-2	245x8 (229)	180	4028	0,0170	950	0,2359	0,259	0,257
2-3	245x8 (229)	200	2681	0,0175	481	0,1794	0,257	0,256
3-4	194x8 (178)	340	2199	0,0182	2021	0,9189	0,256	0,252
4-5	194x8 (178)	490	1941	0,0184	2288	1,1787	0,252	0,248
5-6	194x8 (178)	300	1632	0,0186	1003	0,6146	0,248	0,246
6-7	194x8 (178)	1420	175	0,0244	72	0,4103	0,246	0,245
7-8	194x8 (178)	310	26	0,0394	1	0,0214	0,245	0,245
8-9	194x8 (178)	590	-407	0,0220	145	0,3561	0,245	0,245
9-10	194x8 (178)	390	-1102	0,0193	616	0,5590	0,245	0,244
10-11	194x8 (178)	50	-1602	0,0187	161	0,1007	0,244	0,244
11-12	245x8 (229)	2280	-2328	0,0177	4183	1,7969	0,244	0,235
12-1	245x8 (229)	640	-2880	0,0174	1767	0,6134	0,259	0,256
					Σ -56 Σ 13688	Σ 6,9854		
$\Delta = \frac{-56}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 13688)} 100\% = -0,81\%$ $\Delta Q_K = -\frac{-56}{2 \cdot 6,9854} = 3,98 \text{ м}^3/\text{ч}$								

Таблица 33 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления при нормальном режиме (2 итерация)

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, МПа ² ·10 ⁻⁶	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	245x8 (229)	750	6908	0,0166	11346	1,6424	0,28	0,259
1-2	245x8 (229)	180	4032	0,0170	952	0,2361	0,259	0,257
2-3	245x8 (229)	200	2685	0,0175	482	0,1797	0,257	0,256
3-4	194x8 (178)	340	2203	0,0182	2028	0,9205	0,256	0,252
4-5	194x8 (178)	490	1945	0,0184	2297	1,1810	0,252	0,248
5-6	194x8 (178)	300	1636	0,0186	1008	0,6160	0,248	0,246
6-7	194x8 (178)	1420	179	0,0243	75	0,4172	0,246	0,245
7-8	194x8 (178)	310	30	0,0380	1	0,0238	0,245	0,245
8-9	194x8 (178)	590	-403	0,0220	-142	0,3532	0,246	0,245
9-10	194x8 (178)	390	-1098	0,0193	-612	0,5572	0,247	0,246
10-11	194x8 (178)	50	-1598	0,0187	-161	0,1005	0,247	0,247
11-12	245x8 (229)	2280	-2324	0,0177	-4169	1,7941	0,256	0,247
12-1	245x8 (229)	640	-2876	0,0174	-1762	0,6126	0,259	0,256
					$\Sigma-3$ $\Sigma 13690$	$\Sigma 6,9919$		
$\Delta = \frac{-3}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 13690)} 100\% = -0,04\%$								
$\Delta Q_K = -\frac{-3}{2 \cdot 6,9919} = 0,18 \text{ м}^3/\text{ч}$								

Таблица 34 – Гидравлический расчет ответвлений кольцевой газовой сети среднего давления в нормальном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times s$, мм	Длина участка, $l_{уч}$, м	Расход газа, Q , м ³ /ч	λ	Перепад квадрата давления на участке, мПа ²	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
6-ГРП№1	133x5 (123)	2680	1457	0,0196	0,0478	0,246	0,112
2-ГРП№2	70x5 (60)	40	1347	0,0226	0,0254	0,257	0,202
7-ГРП№3	60x5 (50)	60	149	0,0253	0,0013	0,245	0,243
11-ГРП№4	102x5 (92)	1500	726	0,0212	0,0306	0,247	0,175
5-К6	60x5 (50)	50	309	0,0243	0,0045	0,248	0,238
3-К7	60x5 (50)	110	482	0,0240	0,0235	0,256	0,205
8-К8	60x5 (50)	50	433	0,0240	0,0087	0,245	0,227
4-К9	60x5 (50)	130	258	0,0245	0,0082	0,252	0,235
10-К10	60x5 (50)	80	500	0,0239	0,0184	0,247	0,206
12-К12	70x5 (60)	440	553	0,0230	0,0479	0,256	0,132
9-К13	70x5 (60)	290	696	0,0229	0,0497	0,246	0,103

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 с. Богучаны, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются четыре сетевых газорегуляторных пункта.

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

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 30.

Таблица 35 – 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	280	6908
ГРП №1	112	5	1457
ГРП №2	202	5	1347
ГРП №3	243	5	149
ГРП №4	175	5	726

В селе Богучаны проектируются типовые газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки с регуляторами давления РДУК и РД.

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

Регулятор давления РДУК-2В-100/70 стабильно работает с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_p}{Q_{max}}, \quad (59)$$

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma_{max}}}}, \quad (60)$$

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

φ – коэффициент зависящий от отношения p_2/p_1 и определяемый по графику;

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.

ГРС – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 6908 м³/ч.

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

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

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

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,863}} = 8773 \text{ м}^3/\text{ч},$$

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

$$K_3 = \frac{6908}{8773} \cdot 100 = 78,74\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК-2В-100/70.

ГРП №1 – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 1457 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 112 кПа, абсолютное давление газа на входе 213 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 – 0,863 кг/м³.

При $p_2/p_1=213/106=0,50$ $\varphi=0,47$.

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 213 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,863}} = 2656 \text{ м}^3/\text{ч},$$

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

$$K_3 = \frac{1457}{2656} \cdot 100 = 54,85\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70.

ГРП №2 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 1347 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 202 кПа, абсолютное давление газа на входе 303 кПа.

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

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=303$ кПа и $Q=1347$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=378$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=106/303=0,35$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 378 \frac{303}{\sqrt{0,863}} = 1937 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{1347}{1937} \cdot 100 = 69,53\%$$

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

ГРП №3 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 149 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 243 кПа, абсолютное давление газа на входе 344 кПа.

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

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=344$ кПа и $Q=149$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-32М, диаметром

седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П} = 34 \text{ м}^3/\text{ч}$ (интерполяция).

При $p_2/p_1 = 106/344 = 0,31$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 34 \frac{344}{\sqrt{0,863}} = 195 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М составляет

$$K_3 = \frac{149}{195} \cdot 100 = 76,69\%$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М лежит в желаемых пределах $10 \div 80\%$, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №4 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – $726 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Избыточное давление газа до регулятора 175 кПа, абсолютное давление газа на входе 276 кПа.

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

Плотность газа – $0,863 \text{ кг}/\text{м}^3$.

При давлении газа до регулятора $p_1 = 276 \text{ кПа}$ и $Q = 726 \text{ м}^3/\text{ч}$, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П} = 294 \text{ м}^3/\text{ч}$ (интерполяция).

При $p_2/p_1 = 106/276 = 0,39$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 294 \frac{276}{\sqrt{0,863}} = 1373 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{726}{1373} \cdot 100 = 52,84\%$$

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

Котельная №6 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 309 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 238 кПа, абсолютное давление газа на входе 340 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=340$ кПа и $Q=309$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=130$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/340=0,33$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 130 \frac{340}{\sqrt{0,863}} = 745 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{309}{745} \cdot 100 = 41,52\%$$

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

Котельная №7 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 482 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 205 кПа, абсолютное давление газа на входе 306 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=306$ кПа и $Q=482$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=119$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/306=0,36$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 119 \frac{306}{\sqrt{0,863}} = 617 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{482}{617} \cdot 100 = 78,09\%$$

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

Котельная №8 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 433 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 227 кПа, абсолютное давление газа на входе 328 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=328$ кПа и $Q=433$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=126$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/328=0,34$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 126 \frac{328}{\sqrt{0,863}} = 699 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{433}{699} \cdot 100 = 61,87\%$$

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

Котельная №9 – регулятор РД-32М

Требуемая пропускная способность ГРУ – 258 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 235 кПа, абсолютное давление газа на входе 337 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=337$ кПа и $Q=258$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-32М, диаметром седла клапана 6 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=61$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/337=0,33$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 61 \frac{337}{\sqrt{0,863}} = 344 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М составляет

$$K_3 = \frac{258}{344} \cdot 100 = 74,96\%$$

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

Котельная №10 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 500 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 206 кПа, абсолютное давление газа на входе 308 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=308$ кПа и $Q=500$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=229$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/308=0,36$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 229 \frac{308}{\sqrt{0,863}} = 1192 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{500}{1192} \cdot 100 = 41,95\%$$

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

Котельная №12 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 553 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 132 кПа, абсолютное давление газа на входе 233 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=233$ кПа и $Q=553$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=190$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/233=0,48$

$$Q_P = 0,0157 \cdot 190 \frac{233}{\sqrt{0,863}} = 748 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{553}{748} \cdot 100 = 73,90\%$$

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

Котельная №13 – регулятор РД-50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 696 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 103 кПа, абсолютное давление газа на входе 204 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111 кПа.

Плотность газа – 0,863 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=204$ кПа и $Q=696$ м³/ч, используя приложение В к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{п}=272$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111/204=0,54$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 272 \frac{204}{\sqrt{0,863}} = 923 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет

$$K_3 = \frac{696}{923} \cdot 100 = 75,34\%$$

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

2. Технология возведения инженерных сетей

2.1 Подготовительные работы

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

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

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках через 100-150 метров. Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

2.2 Земляные работы

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

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

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

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

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам 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 15-20м опускают в траншею, укладывая плеть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

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

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

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

2.4 Испытание газопроводов

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

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

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться 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 села Богучаны Красноярского края, расход газа 18105,52 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 2 кольцевые сети низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,001%; 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 поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

12. СП 131.13330.2012 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.

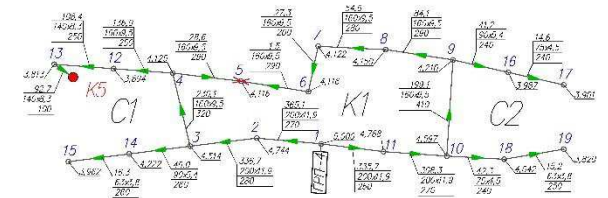
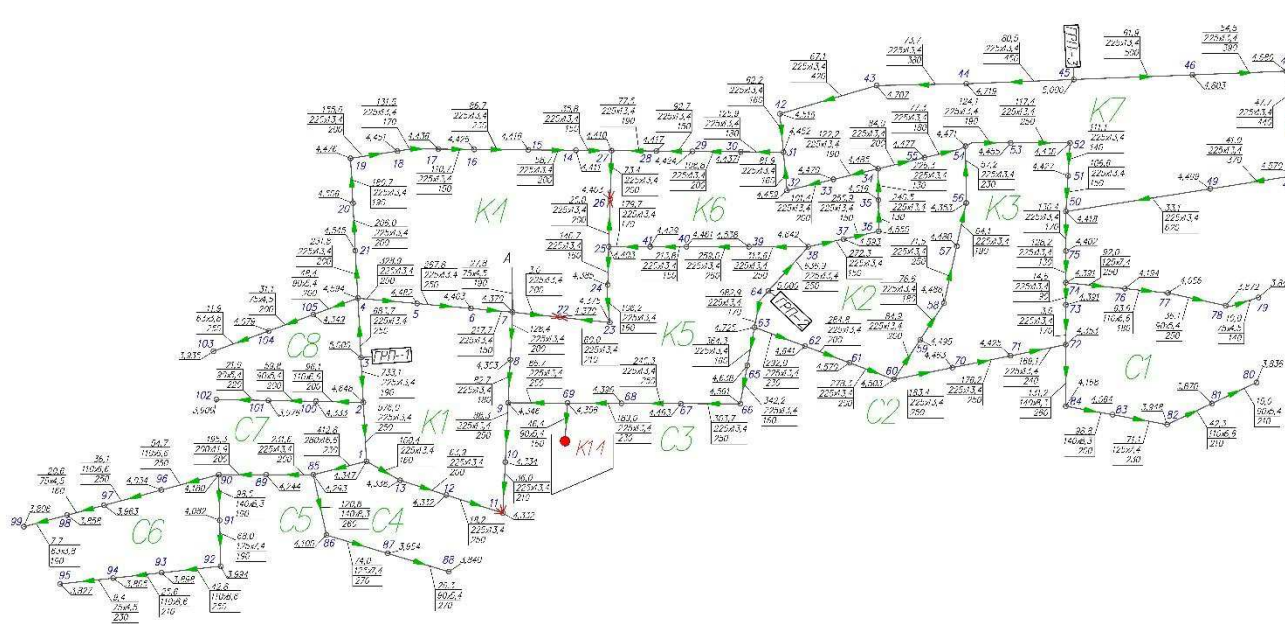
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

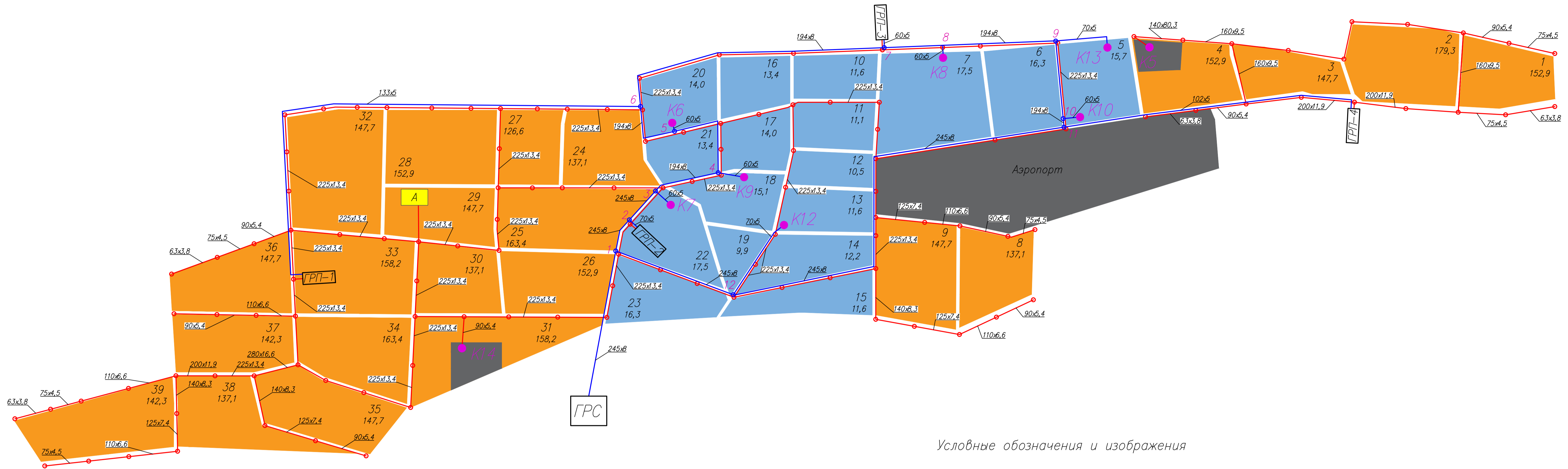
16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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 сетей низкого давления



Генплан



Условные обозначения и изображения

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Жилая территория
- Территория многоэтажной застройки
- Промышленное предприятие
- ГРП-1 Проектируемый ГРП
- Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17 мм; толщина стенки трубы, мм
- 32 Номер квартала
- 147,7 Расход газа кварталом, м³/ч
- ГРС Газораспределительная станция
- K Отопительная котельная
- A Хлебозавод

Метеорологические характеристики села Богучаны:

- расположен в Красноярском крае;
- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$;
- расчетная наружная для проектирования отопления $t_{p,o}=-45^{\circ}\text{C}$;
- расчетная наружная для проектирования вентиляции $t_{p,v}=-45^{\circ}\text{C}$;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{cp}=-10,4^{\circ}\text{C}$;
- продолжительность отопительного периода $n=246$ дней.

						БР-08.03.01.05-2020-ГС			
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с Богучаны	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Догурбеков						у	1	6
Проверил	Оленев								
Н.контр.	Оленев								
Зав. каф.	Матюшенко					Генплан с. Богучаны М 1:10000	ИСЗиС		

Схема сети низкого давления №1

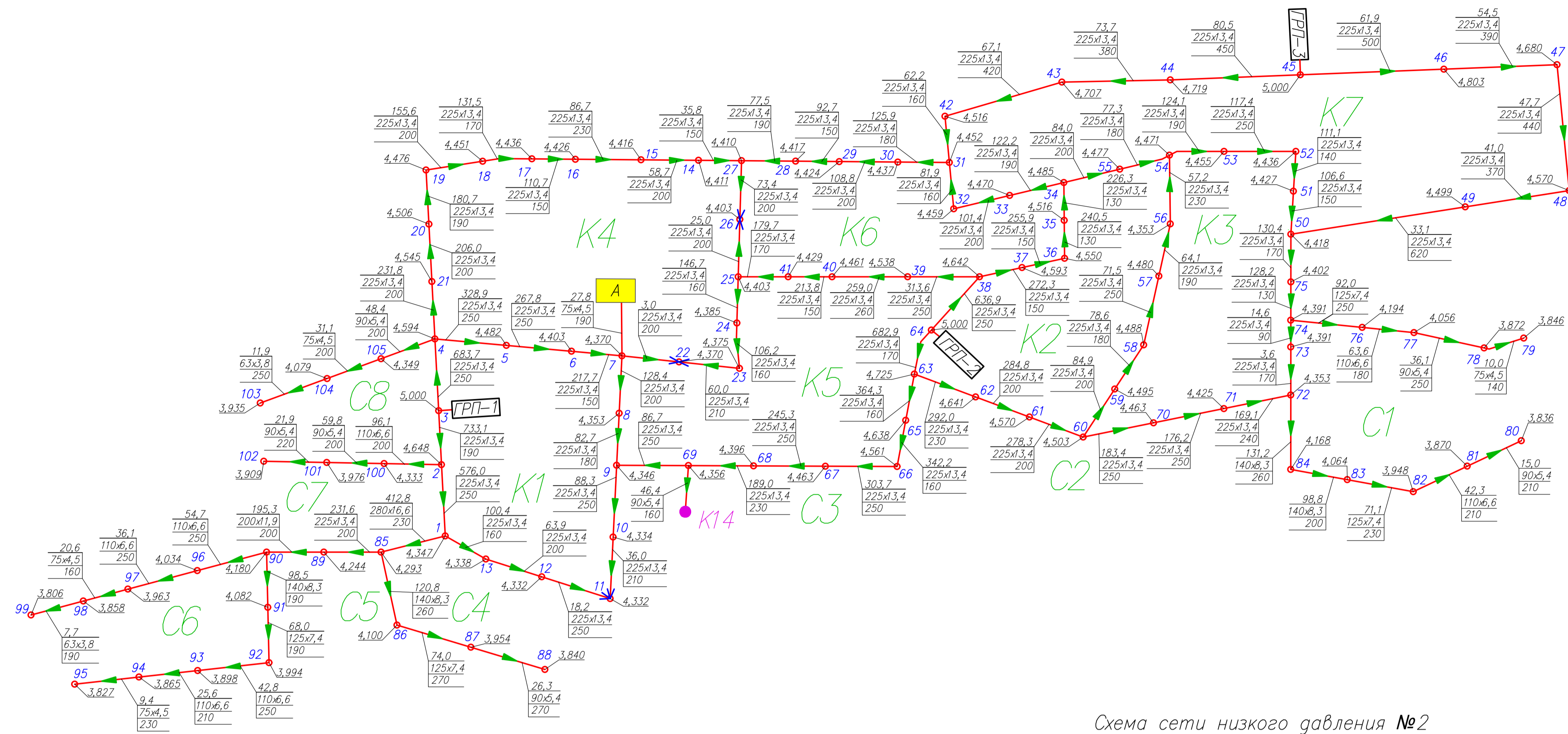
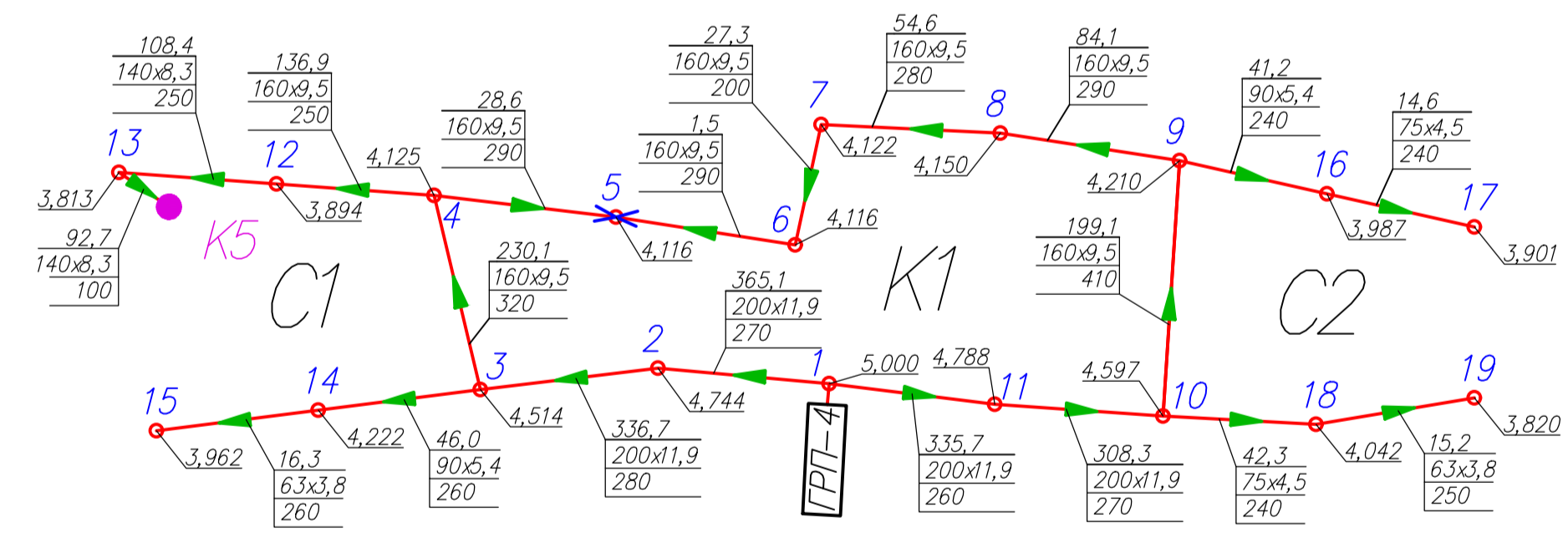


Схема сети низкого давления №2

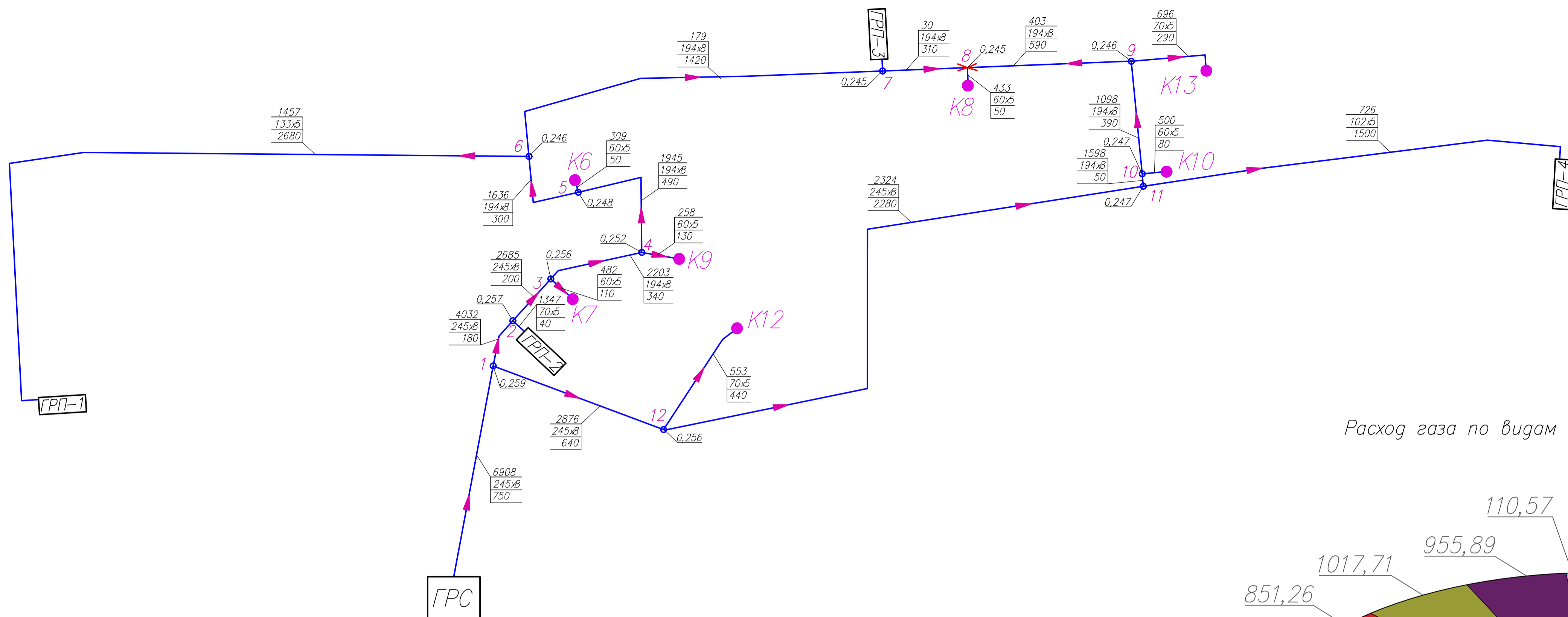


$26,3$ Расход газа, $m^3/ч$,
 $90 \times 5,4$ Диаметр газопровода ПЗ 80 ГАЗ CDR 17 мм; толщина стенки трубы, мм
 270 Длина, м

$4,347$ Давление газа в узловой точке на
 сети низкого давления, кПа

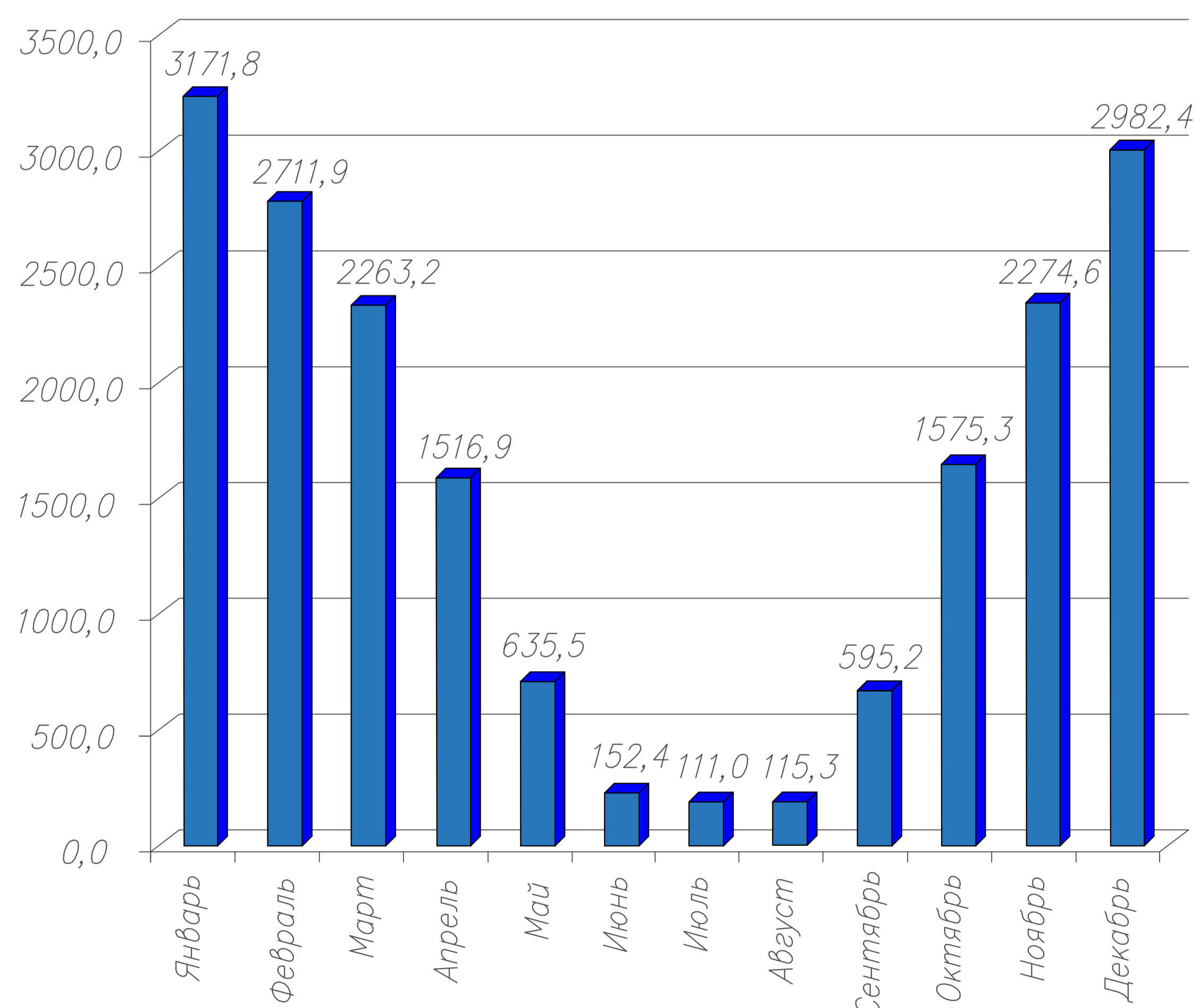
БР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Догурьев				
Проверил	Оленев				
Н.контр.	Оленев				
Зав. каф.	Матюшенко				
Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с Бовуяны			Стация	Лист	Листов
			у	2	6
Схема сетей низкого давления М 1:10000			ИСЗИС		

Схема сети среднего давления

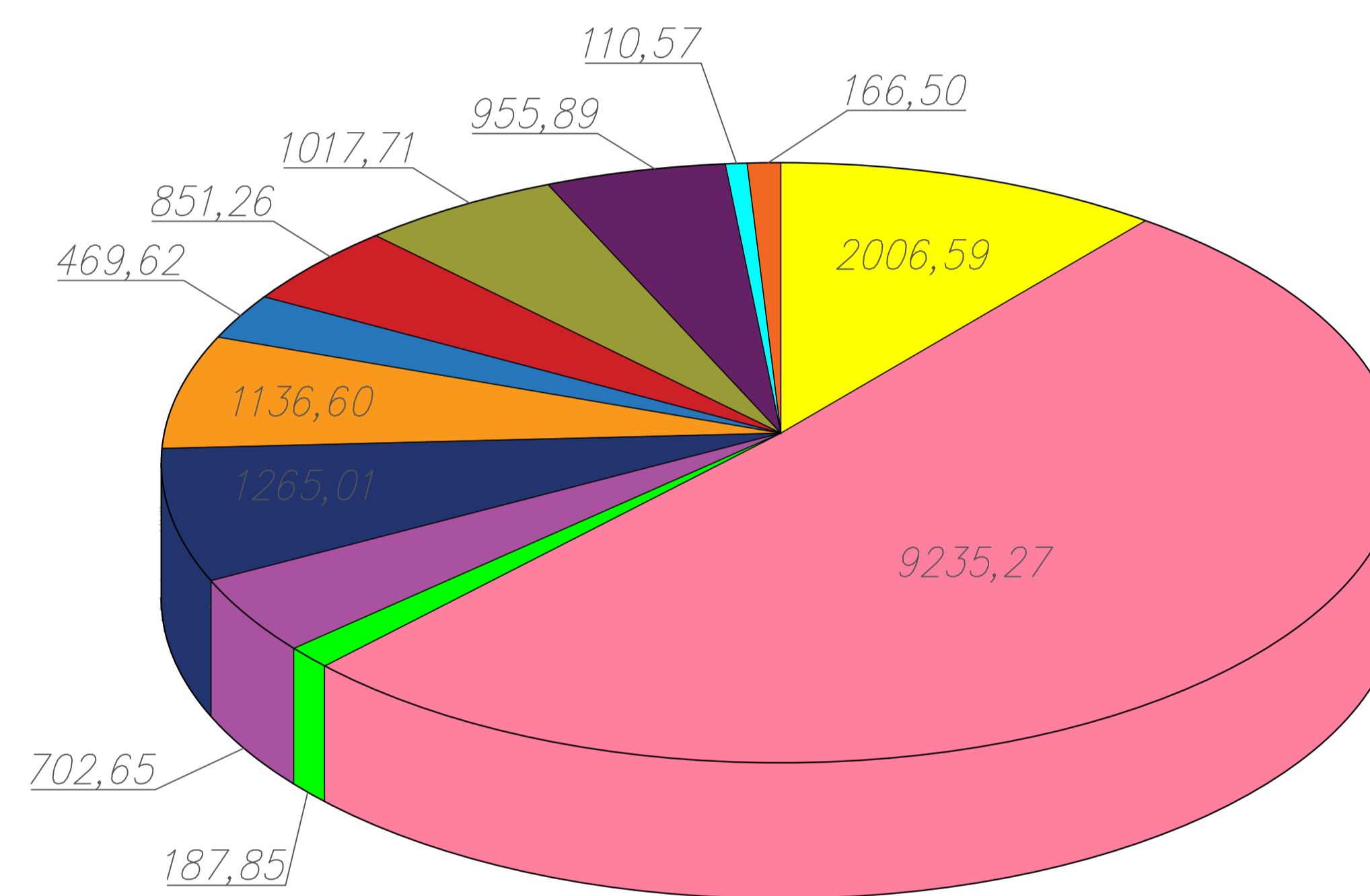


$\frac{403}{194,8}$ / Расход газа, м³/ч,
 Диаметр газопровода мм, толщина стенки трубы, мм,
 Длина, м
 $\frac{0,247}{590}$ / Давление газа в узловой точке на
 сети низкого давления, МПа

Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес



Расход газа по видам потребления, тыс.м³/год



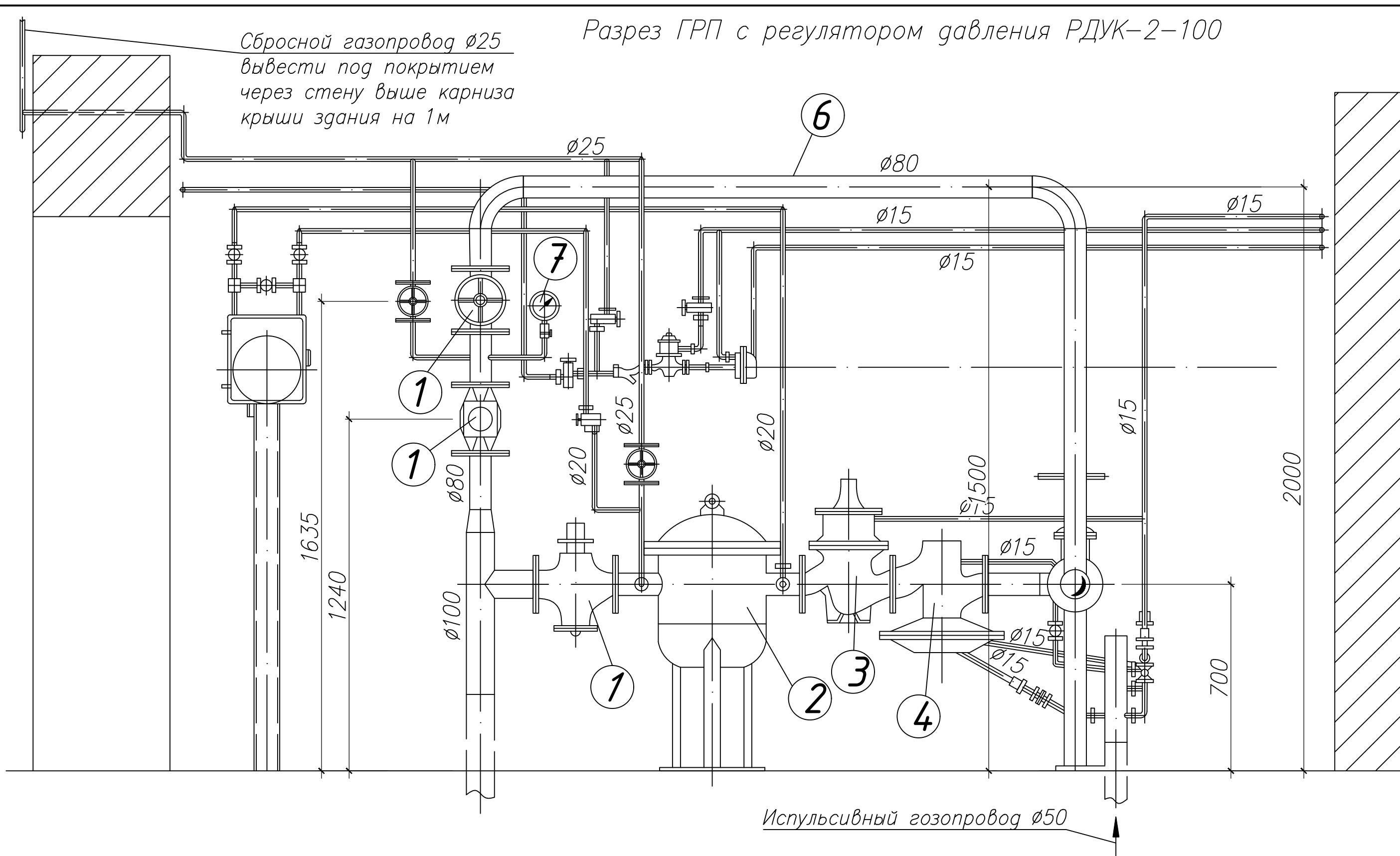
Условные обозначения

- Об население
- КБП население
- Котельная №5
- Котельная №6
- Котельная №7
- Котельная №8
- Котельная №9
- Котельная №10
- Котельная №12
- Котельная №13
- Котельная №14
- Хлебозавод

						БР-08.03.01.05-2020-ГС			
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с Бовучани	Страница	Лист	Листов
Разраб.	Довзурбеков						у	з	6
Проверил	Оленев					Графики расхода газа; Схема сети среднего давления М 1:10000	ИСЗИС		
Н.контр.	Оленев								
Зав. каф.	Матюшенко								

Разрез ГРП с регулятором давления РДУК-2-100

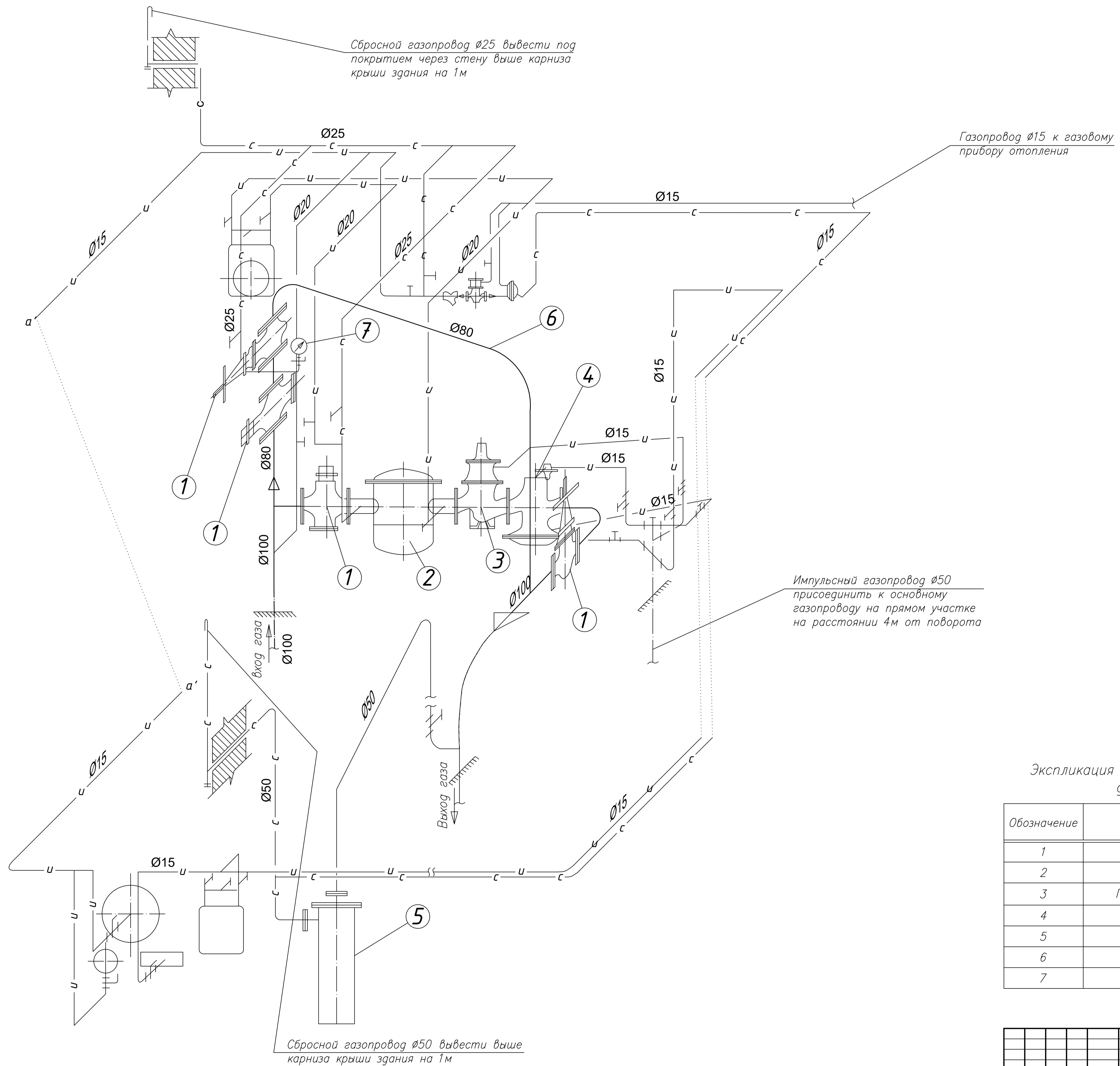
Сбросной газопровод $\phi 25$
вывести под покрытием
через стену выше карниза
крыши здания на 1м



Испульсивный газопровод $\phi 50$

						БР-08.03.01.05-2020-ГС			
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с. Богучаны	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Догдурбеков					у	4	6
Проверил		Оленев				Разрез ГРП с регулятором давления РДУК-2-100	ИСЗиС		
Н.контр.		Оленев							
Зав. каф.		Матюшенко							

Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-100

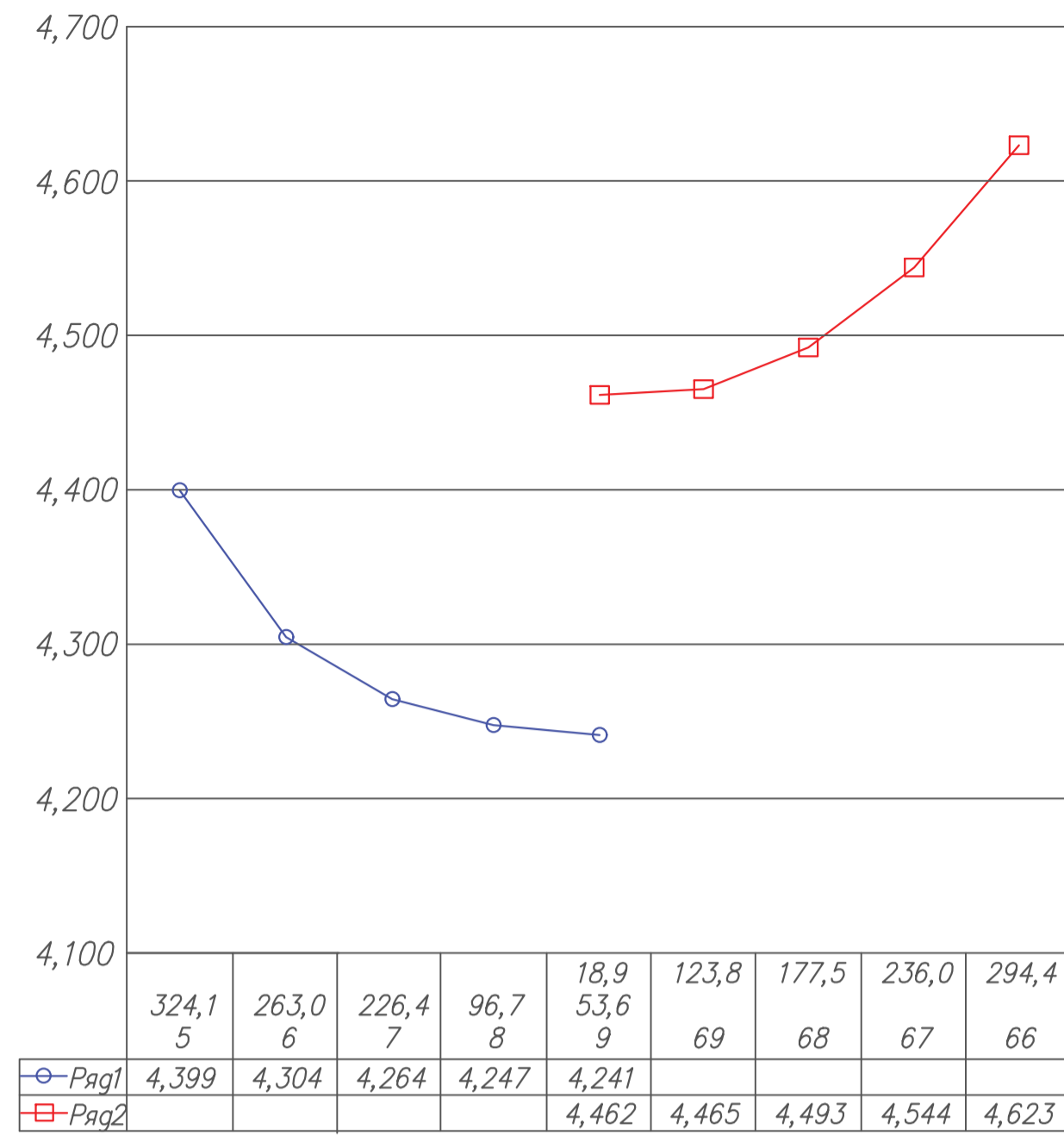


Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК-2-100

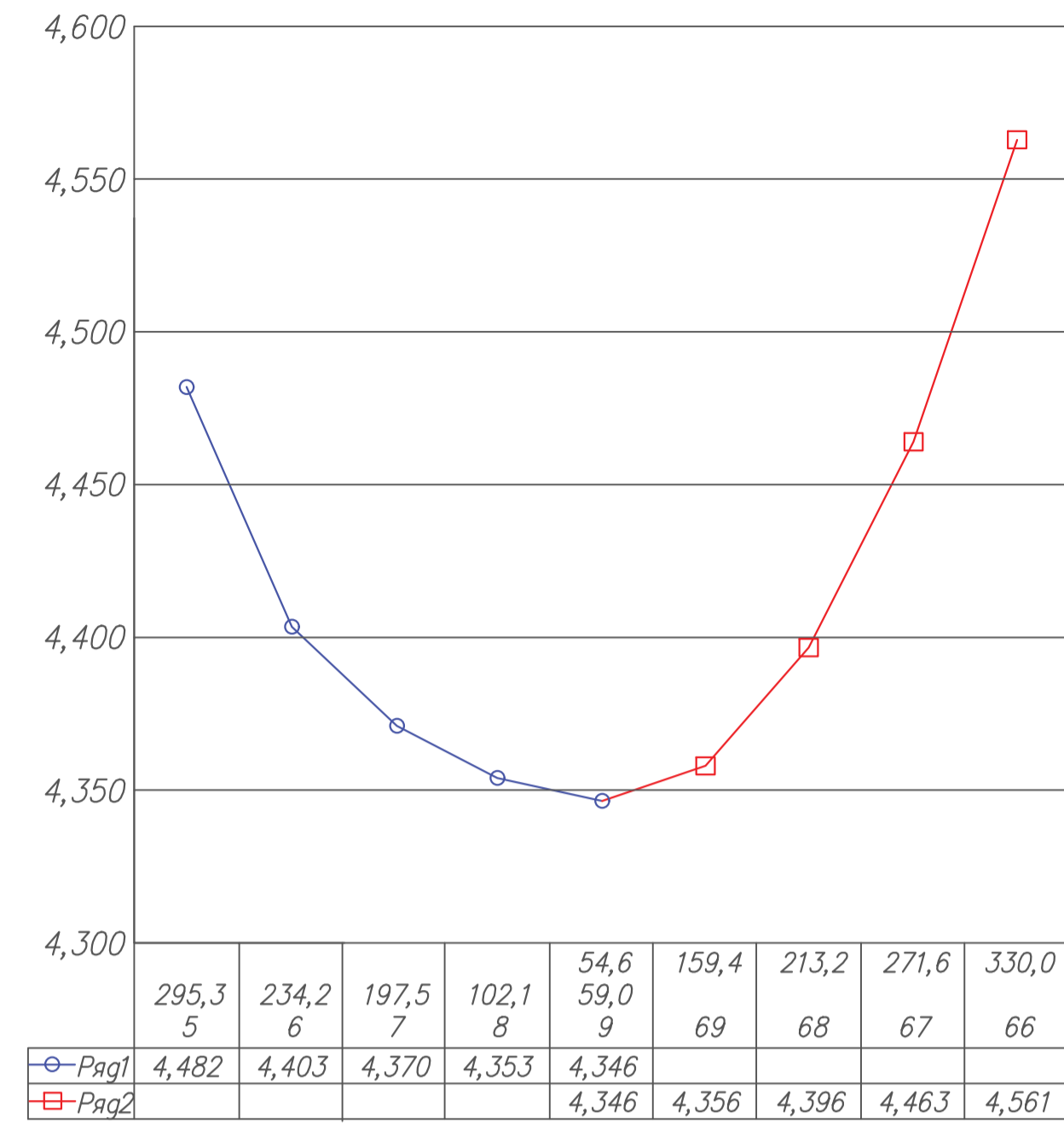
Обозначение	Наименование
1	Задвижка
2	Фильтр
3	Предохранительно-запорный клапан (ПЗК)
4	Регулятор давления РДУК-2-100
5	Сбросной клапан
6	Байпас
7	Манометр

БР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Дозурбеков				
Проверил	Оленев				
Н.контр.	Оленев				
Зав. каф.	Матюшенко				
Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с Бовучани				Стация	Лист
Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-100				у	5
				Листов	6
				ИСЗиС	

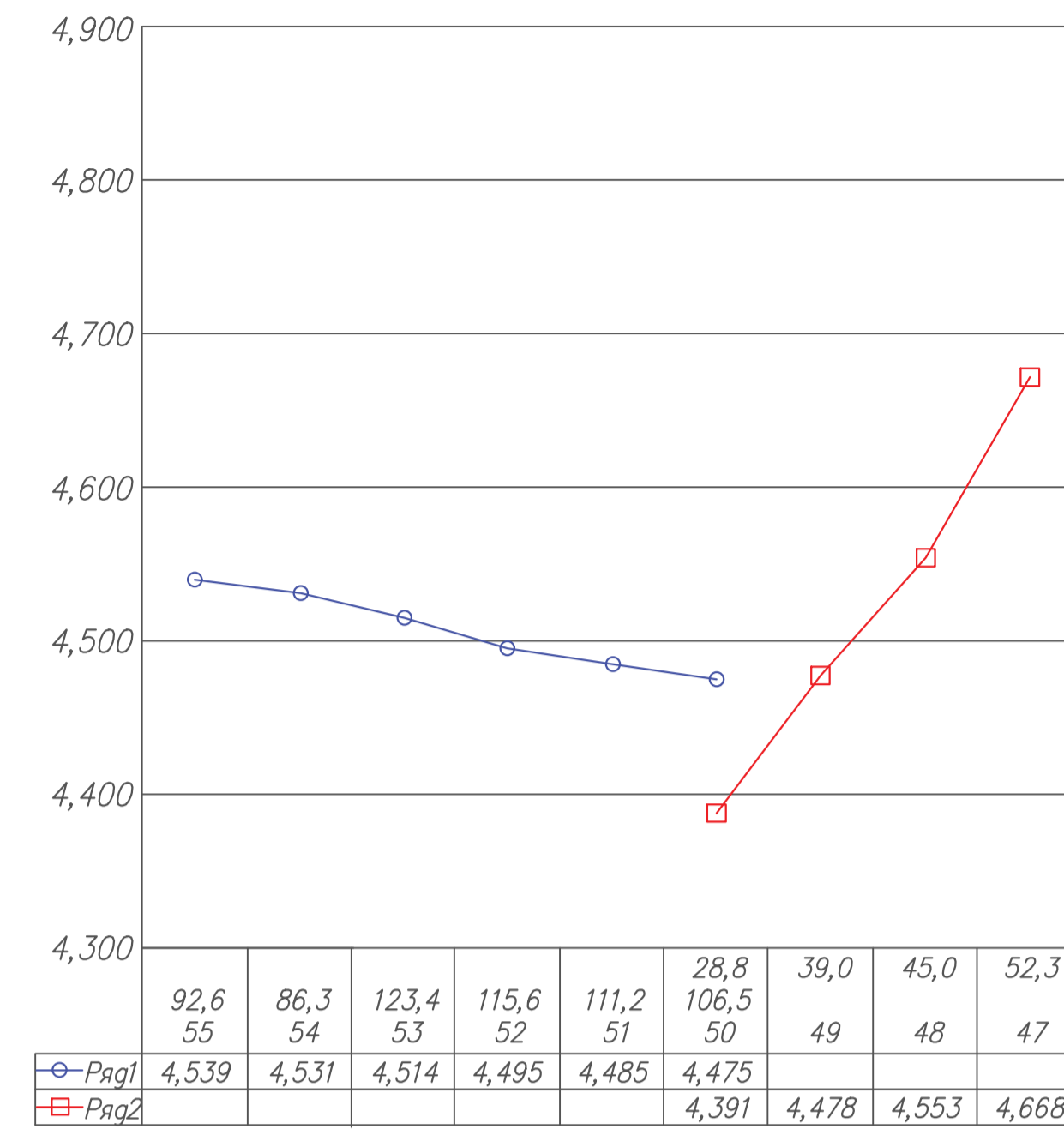
Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №9



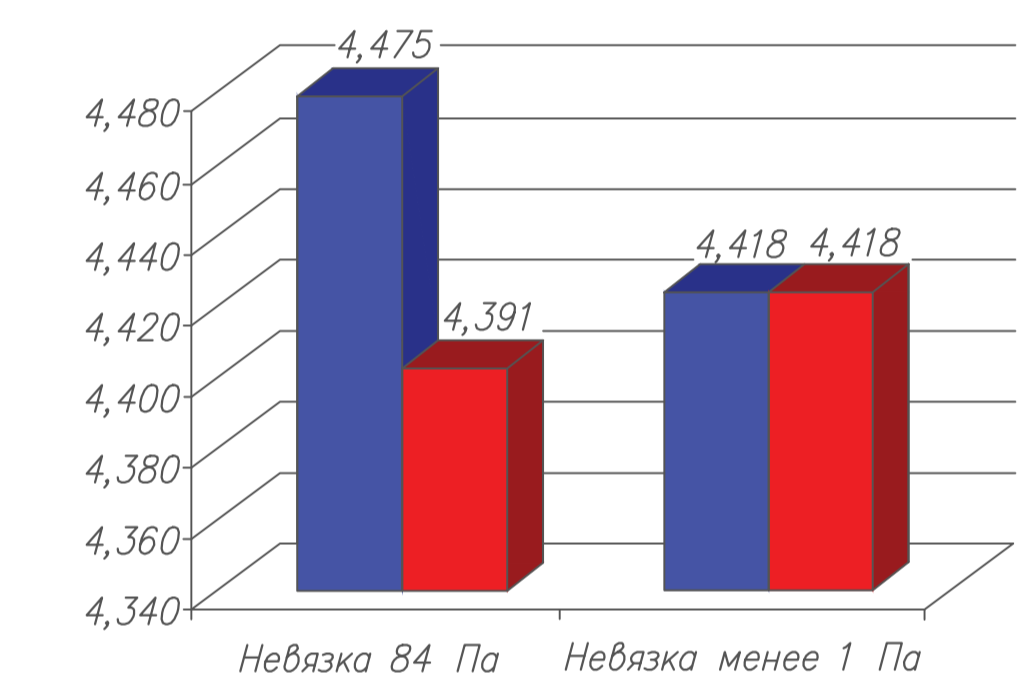
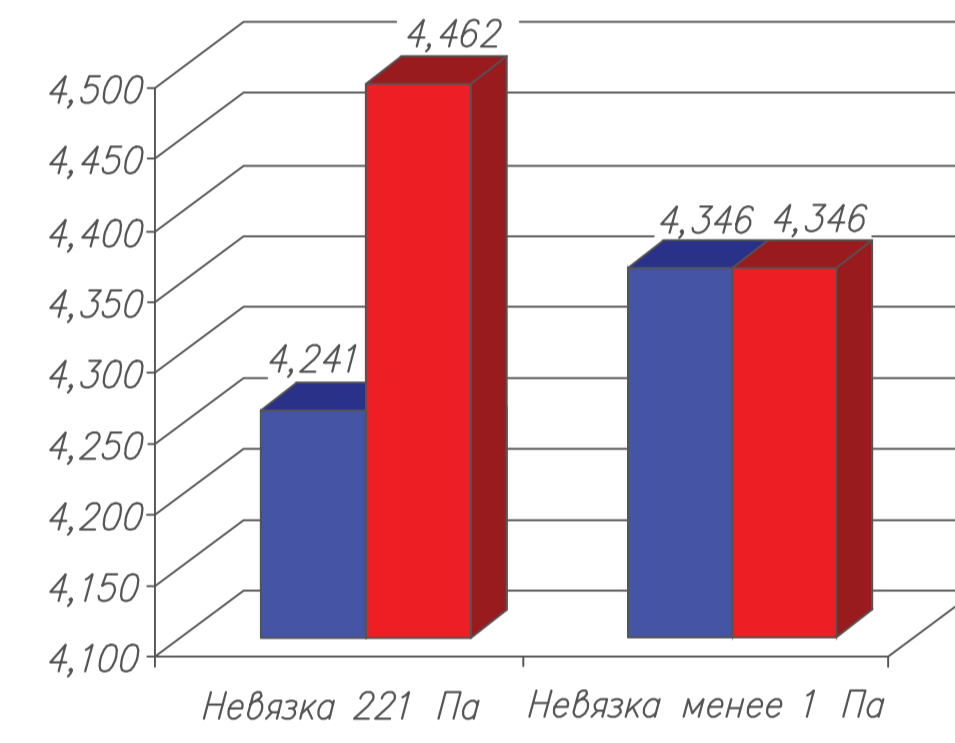
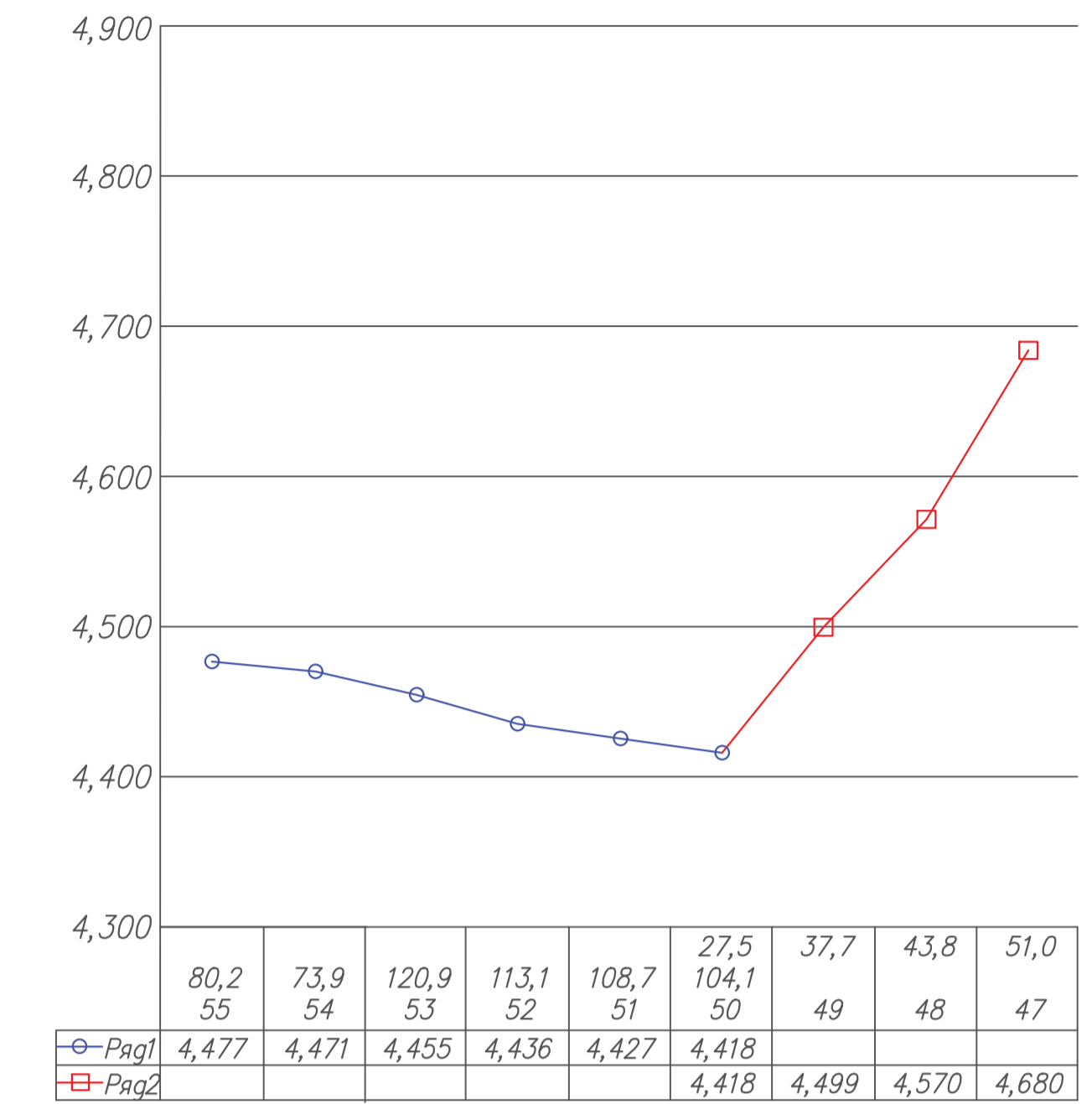
Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №9 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №50



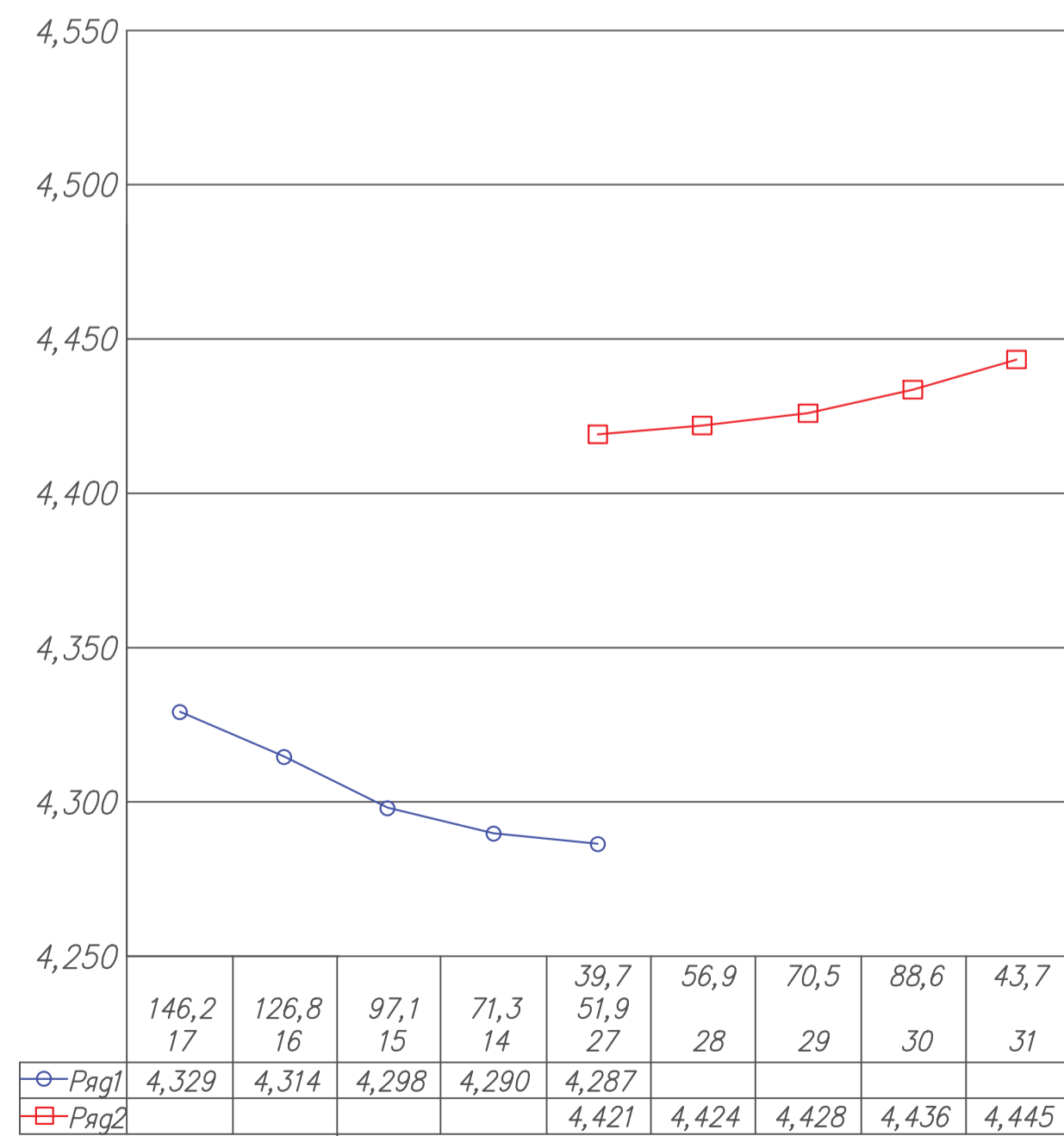
Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №50 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



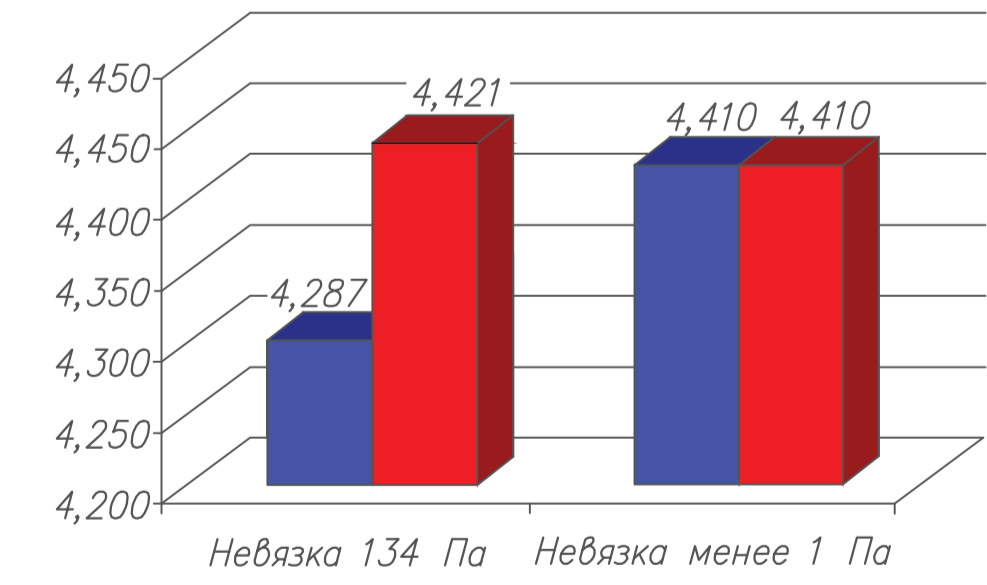
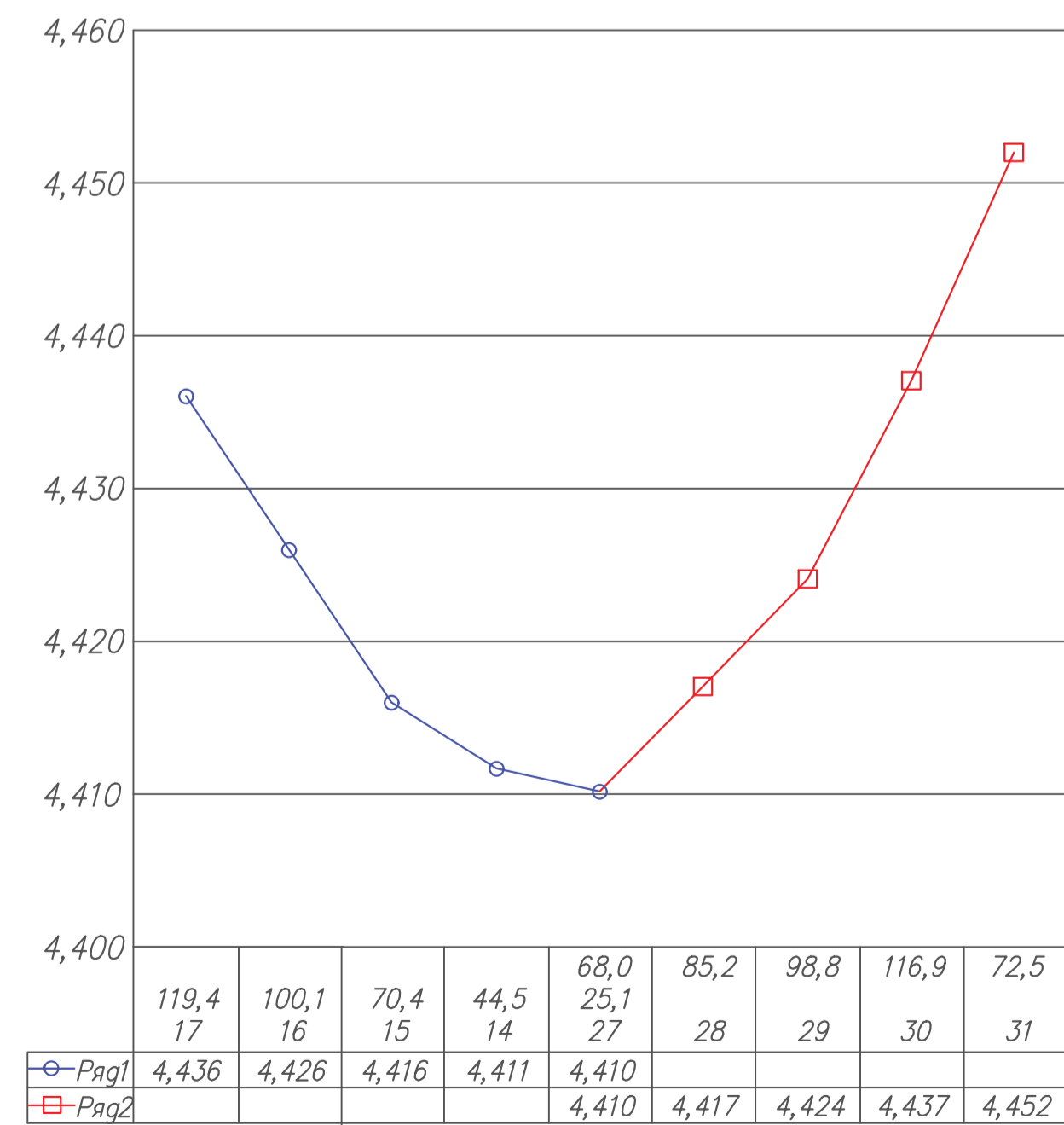
Результаты увязки давлений в узловых точках

Узловые точки	Участок до узловой точки			Участок после узловой точки	
	Номер	Давление газа в конце участка, кПа	Расход газа в конце участка, м³/ч	Номер	Расход газа в начале участка, м³/ч
27	27-14	4,410	25,13	26-27	93,1
	27-28	4,410	28,0		
		ΔP=0	Σ=93,1		
31	31-42	4,452	60,7	30-31	133,2
	31-32	4,452	72,5		
		ΔP=0	Σ=133,2		
9	8-9	4,346	59,0	9-10	113,6
	9-69	4,346	54,6		
		ΔP=0	Σ=113,6		
54	54-55	4,471	73,9	53-54	126,8
	54-56	4,471	52,9		
		ΔP=0	Σ=126,8		
50	50-51	4,418	104,1	75-50	131,6
	49-50	4,418	27,5		
		ΔP=0	Σ=131,6		
72	72-73	4,391	17,1	84-72	148,1
	71-72	4,391	165,2		
		ΔP=0	Σ=148,1		

Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №27



Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №27 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



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

«30» 06 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схем распределительных сетей газоснабжения с. Богучаны
тема


Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник

 25.06.2020
подпись, дата

Н.К.Догдурбеков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2020