


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

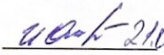
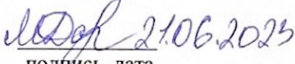
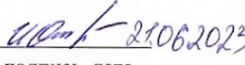
« 23 » 06 2023
Г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схемы газоснабжения п. Чунский
тема

Руководитель	 21.06.2023 подпись, дата	доцент, к.т.н должность, ученая степень	<u>И.Б. Оленев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 21.06.2023 подпись, дата		<u>Д.С. Мухин</u> инициалы, фамилия
Нормоконтроль	 21.06.2023 подпись, дата		<u>И.Б. Оленев</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схемы газоснабжения п. Чунский» содержит 92 страницы текстового документа, 20 таблицы, 54 формулы, 5 листов графического материала.

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

Объект – п. Чунский, Иркутская область.

Цели работы:

- разработать проектные материалы по газификации п. Чунский;
- 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 тремя 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.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Газоснабжение	5
1.1 Общие сведения о газификации поселка	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 поселка	26
1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта	27
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта	28
1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП	28
1.8 Трассировка газовых сетей в поселке	28
1.9 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления	29
1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления	79
1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ является одним из важнейших видов топлива, занимая значимое место в структуре потребления наравне с нефтью и углем. Основными потребителями природного газа являются такие отрасли как промышленность и производство электроэнергии (44% и 31% соответственно). Другими важными сферами его потребления является коммунально-бытовой сектор и транспорт.

Россия является ведущей мировой газовой державой, крупнейшей как по запасам газа, так и по объемам его добычи. И сегодня есть все основания ставить задачу по ускорению масштабного развития газовой отрасли, сделав ее главным экономическим приоритетом страны.

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 поселка Чунский, Иркутской области численность населения которого составляет 13470 человек. Газифицировать поселок Чунский предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация поселка Чунский 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 посёлка 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 посёлков, 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 поселка

Поселок Чунский расположен в Иркутской области. Численность населения данного поселка составляет 13470 человек. В поселке находится одна котельная.

Газифицировать поселок Чунский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 82,5 %, этан – 8,5 %;

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, $t_{P.O} = -39^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -39^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -8,5^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_o = 248$ дня [12].

Исходные данные для газоснабжения жилого сектора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газоснабжения жилого сектора

Номер квартала	Частный сектор ОВ и ГВС от автономных источников теплоснабжения		Застройка с централизованными системами ОВ И ГВС	
	Число жителей	Площадь отапливаемых помещений, м ²	Число жителей	Примечание
1	150	2700	50	ОВ и ГВС от котельной
2	170	3060	-	-
3	125	2250	75	ОВ и ГВС от котельной
4	125	2250	75	ОВ и ГВС от котельной
5	120	2160	-	-
6	75	1350	75	ОВ и ГВС от котельной
7	75	1350	75	ОВ и ГВС от котельной
8	80	1440	100	ОВ и ГВС от котельной
9	-	-	300	ОВ и ГВС от котельной
10	100	1800	100	ОВ и ГВС от котельной
11	80	1440	50	ОВ и ГВС от котельной
12	80	1440	50	ОВ и ГВС от котельной
13	125	2250	75	ОВ и ГВС от котельной
14	125	2250	75	ОВ и ГВС от котельной
15	70	1260	100	ОВ и ГВС от котельной
16	30	540	70	ОВ и ГВС от котельной
17	90	1620	-	-
18	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
19	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
20	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
21	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной

Продолжение таблицы 1

Номер квартала	Частный сектор ОВ и ГВС от автономных источников теплоснабжения		Застройка с централизованными системами ОВ и ГВС	
	Число жителей	Площадь отапливаемых помещений, м ²	Число жителей	Примечание
22	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
23	120	2160	-	
24	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
25	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
26	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
27	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
28	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
29	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
30	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
31	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
32	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
33	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
34	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
35	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
36	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
37	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
38	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
39	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
40	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
41	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
42	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
43	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
44	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
45	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
46	120	2160	70	ОВ и ГВС от котельной
47	-	-	70	ОВ и ГВС от котельной
48	-	-	70	ОВ и ГВС от котельной
49	75	1350	70	ОВ и ГВС от котельной
50	75	1350	70	ОВ и ГВС от котельной
51	-	-	70	ОВ и ГВС от котельной
52	-	-	70	ОВ и ГВС от котельной
53	-	-	300	ОВ и ГВС от котельной
54	-	-	250	ОВ и ГВС от котельной
55	-	-	75	ОВ и ГВС от котельной
56	-	-	75	ОВ и ГВС от котельной
57	75	1350	300	ОВ и ГВС от котельной
58	75	1350	280	ОВ и ГВС от котельной

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Частный сектор ОВ и ГВС от автономных источников теплоснабжения		Застройка с централизованными системами ОВ И ГВС	
	Число жителей	Площадь отапливаемых помещений, м ²	Число жителей	Примечание
59	100	1800	200	ОВ и ГВС от котельной
60	120	2160	200	ОВ и ГВС от котельной
61	120	2160	200	ОВ и ГВС от котельной
62	110	1980	-	-
63	150	2700	-	-
64	150	2700	-	-
65	-	-	300	ОВ и ГВС от котельной
66	-	-	250	ОВ и ГВС от котельной
67	90	1620	90	ОВ и ГВС от котельной
68	80	1440	100	ОВ и ГВС от котельной
69	75	1350	75	ОВ и ГВС от котельной
70	100	1800	100	ОВ и ГВС от котельной
71	75	1350	75	ОВ и ГВС от котельной
72	75	1350	75	ОВ и ГВС от котельной
73	80	1440	100	ОВ и ГВС от котельной

Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными. Абонент котельная «Центральная» по адресу ул. Пролетарская 1а. Вырабатываемая тепловая мощность 40,0 Гкал/ч и 130000 Гкал/г.

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 $\sum(C_m H_n)_i$ - 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 (2).

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 [16].

Газифицировать поселок Чунский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 82,5 %, этан – 8,5 %; 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

$$Q_H^P = \frac{82,5 \cdot 35840 + 8,5 \cdot 63730 + 3,3 \cdot 93370 + 0,4 \cdot 123770 + 0,2 \cdot 1466340}{100} =$$
$$= 38854 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_{\Gamma} = \frac{82,5 \cdot 0,7168 + 8,5 \cdot 1,3566 + 3,3 \cdot 2,019 + 0,4 \cdot 2,703 + 0,2 \cdot 3,221}{100} + \frac{4,8 \cdot 1,2505 + 0,3 \cdot 1,9768}{100} = 0,856 \text{ кг/м}^3$$

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

$$\mu_{\Gamma} = \frac{82,5 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 8,5 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 0,7 \cdot 75 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{0,1 \cdot 68 \cdot 10^{-7} + 0,1 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 1,3 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 0,3 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,00001041 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет

$$\nu_{\Gamma} = 0,0000107/0,857 = 0,0000125 \text{ м}^2/\text{с}.$$

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

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

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

$$Q_{о.в.} = \left[24(1 + K) \cdot \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.О}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{ВН} - t_{СР.О}}{t_{ВН} - t_{Р.В}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_o \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \text{ тыс. м}^3/\text{ГОД} \quad (6)$$

где $t_{ВН}$, $t_{Р.О.}$, $t_{Р.В}$, $t_{СР.О}$ - 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 131.13330.2020 «Строительная климатология», °С;

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

K_1 - 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);

g - 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 131.13330.2020 «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

$$Q_{\text{ч(о.в.)}} = \frac{Q_{\text{о.в.}} \cdot 10^6}{m_{\text{о.в.}}}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{о.в.}}$ - годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, млн м³/год;

$m_{\text{о.в.}}$ - число часов использования максимума на отопление, вентиляцию жилых и общественных зданий, ч/год.

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

$$m_{o.в.} = n_o \cdot \left[24(1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B}} \right] \quad (9)$$

где n_o , t_{BH} , $t_{CP.O}$, $t_{P.O}$, $t_{P.B}$, K , K_1 , Z - то же, что и в формуле (6).

Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 2. Низшая теплота сгорания составляет $Q_H^P=37829$ кДж/м³ (расчет раздел 1.2). Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

Таблица 2 – 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	50	Два вида потребления	4100	105,5	43,887
	150		10000	257,4	
2	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	43,758
3	75	Два вида потребления	4100	105,5	40,090
	125		10000	257,4	
4	75	Два вида потребления	4100	105,5	40,090
	125		10000	257,4	
5	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	30,888
6	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
7	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
8	100	Два вида потребления	4100	105,5	31,145
	80		10000	257,4	
9	300	Приготовление пищи	4100	105,5	31,660
10	100	Два вида потребления	4100	105,5	36,293
	100		10000	257,4	
11	50	Два вида потребления	4100	105,5	25,869
	80		10000	257,4	
12	50	Два вида потребления	4100	105,5	25,869
	80		10000	257,4	
13	75	Два вида потребления	4100	105,5	40,090
	125		10000	257,4	
14	75	Два вида потребления	4100	105,5	40,090
	125		10000	257,4	

Продолжение таблицы 2

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
15	100	Два вида потребления	4100	105,5	28,571
	70		10000	257,4	
16	70	Два вида потребления	4100	105,5	15,109
	30		10000	257,4	
17	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	22,651
18	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
19	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
20	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
21	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
22	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
23	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
24	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
25	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
26	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
27	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
28	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
29	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
30	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
31	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
32	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
33	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
34	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
35	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
36	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	

Продолжение таблицы 2

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
37	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
38	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
39	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
40	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
41	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
42	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
43	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
44	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
45	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
46	70	Два вида потребления	4100	105,5	38,275
	120		10000	257,4	
47	300	Приготовление пищи	4100	105,5	31,660
48	250	Приготовление пищи	4100	105,5	26,384
49	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
50	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
51	300	Приготовление пищи	4100	105,5	31,660
52	280	Приготовление пищи	4100	105,5	29,550
53	200	Приготовление пищи	4100	105,5	21,107
54	200	Приготовление пищи	4100	105,5	21,107
55	200	Приготовление пищи	4100	105,5	21,107
56	250	Приготовление пищи	4100	105,5	26,384
57	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
58	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
59	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	25,740
60	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	30,888
61	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	30,888
62	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	28,314

Продолжение таблицы 2

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс. м ³ /год
			МДж	м ³	
63	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	38,610
64	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	257,4	38,610
65	300	Приготовление пищи	4100	105,5	31,660
66	250	Приготовление пищи	4100	105,5	26,384
67	90	Два вида потребления	4100	105,5	32,664
	90		10000	257,4	
68	100	Два вида потребления	4100	105,5	31,145
	80		10000	257,4	
69	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
70	100	Два вида потребления	4100	105,5	36,293
	100		10000	257,4	
71	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
72	75	Два вида потребления	4100	105,5	27,220
	75		10000	257,4	
73	100	Два вида потребления	4100	105,5	31,145
	80		10000	257,4	
Итого					2442,315

Из таблицы 2 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 2442,315 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 3. Годовой расход газа из таблицы 2. Число часов использования максимума, ч/год [16].

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	43,887	1800	24,4
2	43,758	1800	24,3
3	40,090	1800	22,3
4	40,090	1800	22,3
5	30,888	1800	17,2
6	27,220	1800	15,1
7	27,220	1800	15,1
8	31,145	1800	17,3

Продолжение таблицы 3

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
9	31,660	1800	17,6
10	36,293	1800	20,2
11	25,869	1800	14,4
12	25,869	1800	14,4
13	40,090	1800	22,3
14	40,090	1800	22,3
15	28,571	1800	15,9
16	15,109	1800	8,4
17	22,651	1800	12,6
18	38,275	1800	21,3
19	38,275	1800	21,3
20	38,275	1800	21,3
21	38,275	1800	21,3
22	38,275	1800	21,3
23	38,275	1800	21,3
24	38,275	1800	21,3
25	38,275	1800	21,3
26	38,275	1800	21,3
27	38,275	1800	21,3
28	38,275	1800	21,3
29	38,275	1800	21,3
30	38,275	1800	21,3
31	38,275	1800	21,3
32	38,275	1800	21,3
33	38,275	1800	21,3
34	38,275	1800	21,3
35	38,275	1800	21,3
36	38,275	1800	21,3
37	38,275	1800	21,3
38	38,275	1800	21,3
39	38,275	1800	21,3
40	38,275	1800	21,3
41	38,275	1800	21,3
42	38,275	1800	21,3
43	38,275	1800	21,3
44	38,275	1800	21,3
45	38,275	1800	21,3
46	38,275	1800	21,3
47	31,660	1800	17,6
48	26,384	1800	14,7
49	27,220	1800	15,1
50	27,220	1800	15,1
51	31,660	1800	17,6
52	29,550	1800	16,4

Продолжение таблицы 3

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
53	21,107	1800	11,7
54	21,107	1800	11,7
55	21,107	1800	11,7
56	26,384	1800	14,7
57	27,220	1800	15,1
58	27,220	1800	15,1
59	25,740	1800	14,3
60	30,888	1800	17,2
61	30,888	1800	17,2
62	28,314	1800	15,7
63	38,610	1800	21,4
64	38,610	1800	21,4
65	31,660	1800	17,6
66	26,384	1800	14,7
67	32,664	1800	18,1
68	31,145	1800	17,3
69	27,220	1800	15,1
70	36,293	1800	20,2
71	27,220	1800	15,1
72	27,220	1800	15,1
73	31,145	1800	17,3
Итого			1358,0

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в поселке по результатам расчета из таблицы 3 равен 1358,0 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 4.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^\circ\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P,O} = -37^\circ\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P,B} = -37^\circ\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP,O} = -7,9^\circ\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_o = 224$ дня [12].
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 657$ кДж/ч на 1 м² жилой площади [16].

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции 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

$$m_{o.v.} = 248 \cdot \left[24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} \right] =$$

$$= 4004 \text{ ч/год}$$

Таблица 4 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м ²	Расход газа, тыс. м ³ /год
1	2700	231,660
2	3060	262,548
3	2250	193,050
4	2250	193,050
5	2160	185,328
6	1350	115,830
7	1350	115,830
8	1440	123,552
10	1800	154,440
11	1440	123,552
12	1440	123,552
13	2250	193,050
14	2250	193,050
15	1260	108,108
16	540	46,332
17	1620	135,907
18	2160	185,328
19	2160	185,328
20	2160	185,328
21	2160	185,328
22	2160	185,328
23	2160	185,328
24	2160	185,328
25	2160	185,328
26	2160	185,328

Окончание таблицы 4

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м ²	Расход газа, тыс. м ³ /год
27	2160	185,328
28	2160	185,328
29	2160	185,328
30	2160	185,328
31	2160	185,328
32	2160	185,328
33	2160	185,328
34	2160	185,328
35	2160	185,328
36	2160	185,328
37	2160	185,328
38	2160	185,328
39	2160	185,328
40	2160	185,328
41	2160	185,328
42	2160	185,328
43	2160	185,328
44	2160	185,328
45	2160	185,328
46	2160	185,328
49	1350	115,830
50	1350	115,830
57	1350	115,830
58	1350	115,830
59	1800	154,440
60	2160	185,328
61	2160	185,328
62	1980	169,884
63	2700	231,660
64	2700	231,660
67	1620	138,996
68	1440	123,552
69	1350	115,830
70	1800	154,440
71	1350	115,830
72	1350	115,830
73	1440	123,552
Итого		10383,001

Таблица 5 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м³/год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м³/ч
1	231,660	4004	57,9
2	262,548	4004	65,6
3	193,050	4004	48,2
4	193,050	4004	48,2
5	185,328	4004	46,3
6	115,830	4004	28,9
7	115,830	4004	28,9
8	123,552	4004	30,9
10	154,440	4004	38,6
11	123,552	4004	30,9
12	123,552	4004	30,9
13	193,050	4004	48,2
14	193,050	4004	48,2
15	108,108	4004	27,0
16	46,332	4004	11,6
17	135,907	4004	33,7
18	185,328	4004	46,3
19	185,328	4004	46,3
20	185,328	4004	46,3
21	185,328	4004	46,3
22	185,328	4004	46,3
23	185,328	4004	46,3
24	185,328	4004	46,3
25	185,328	4004	46,3
26	185,328	4004	46,3
27	185,328	4004	46,3
28	185,328	4004	46,3
29	185,328	4004	46,3
30	185,328	4004	46,3
31	185,328	4004	46,3
32	185,328	4004	46,3
33	185,328	4004	46,3
34	185,328	4004	46,3
35	185,328	4004	46,3
36	185,328	4004	46,3
37	185,328	4004	46,3
38	185,328	4004	46,3
39	185,328	4004	46,3
40	185,328	4004	46,3
41	185,328	4004	46,3

Окончание таблицы 5

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
42	185,328	4004	46,3
43	185,328	4004	46,3
44	185,328	4004	46,3
45	185,328	4004	46,3
46	185,328	4004	46,3
49	115,830	4004	28,9
50	115,830	4004	28,9
57	115,830	4004	28,9
58	115,830	4004	28,9
59	154,440	4004	38,6
60	185,328	4004	46,3
61	185,328	4004	46,3
62	169,884	4004	42,4
63	231,660	4004	57,9
64	231,660	4004	57,9
67	138,996	4004	34,7
68	123,552	4004	30,9
69	115,830	4004	28,9
70	154,440	4004	38,6
71	115,830	4004	28,9
72	115,830	4004	28,9
73	123,552	4004	30,9
Итого			2593,5

Из таблиц 4 и 5 видно, что расходы газа на нужды отопления и вентиляции составляют 10383,001 тыс. м³/год и 2593,5 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка сведен в таблицу 6. Исходные данные: таблицы 2 и 4.

Таблица 6 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселке

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	43,89	231,66	275,55
2	43,76	262,55	306,31
3	40,09	193,05	233,14
4	40,09	193,05	233,14
5	30,89	185,33	216,22

Продолжение таблицы 6

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
6	27,22	115,83	143,05
7	27,22	115,83	143,05
8	31,15	123,55	154,70
9	31,66	-	31,66
10	36,29	154,44	190,73
11	25,87	123,55	149,42
12	25,87	123,55	149,42
13	40,09	193,05	233,14
14	40,09	193,05	233,14
15	28,57	108,11	136,68
16	15,11	46,33	61,44
17	22,65	135,91	158,56
18	38,28	185,33	223,60
19	38,28	185,33	223,60
20	38,28	185,33	223,60
21	38,28	185,33	223,60
22	38,28	185,33	223,60
23	38,28	185,33	223,60
24	38,28	185,33	223,60
25	38,28	185,33	223,60
26	38,28	185,33	223,60
27	38,28	185,33	223,60
28	38,28	185,33	223,60
29	38,28	185,33	223,60
30	38,28	185,33	223,60
31	38,28	185,33	223,60
32	38,28	185,33	223,60
33	38,28	185,33	223,60
34	38,28	185,33	223,60
35	38,28	185,33	223,60
36	38,28	185,33	223,60
37	38,28	185,33	223,60
38	38,28	185,33	223,60
39	38,28	185,33	223,60
40	38,28	185,33	223,60
41	38,28	185,33	223,60
42	38,28	185,33	223,60
43	38,28	185,33	223,60
44	38,28	185,33	223,60
45	38,28	185,33	223,60
46	38,28	185,33	223,60
47	31,66	-	31,66

Окончание таблицы 6

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
48	26,38	-	26,38
49	27,22	115,83	143,05
50	27,22	115,83	143,05
51	31,66	-	31,66
52	29,55	-	29,55
53	21,11	-	21,11
54	21,11	-	21,11
55	21,11	-	21,11
56	26,38	-	26,38
57	27,22	115,83	143,05
58	27,22	115,83	143,05
59	25,74	154,44	180,18
60	30,89	185,33	216,22
61	30,89	185,33	216,22
62	28,31	169,88	198,20
63	38,61	231,66	270,27
64	38,61	231,66	270,27
65	31,66	-	31,66
66	26,38	-	26,38
67	32,66	139,00	171,66
68	31,15	123,55	154,70
69	27,22	115,83	143,05
70	36,29	154,44	190,73
71	27,22	115,83	143,05
72	27,22	115,83	143,05
73	31,15	123,55	154,70
Итого			12825,32

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка составляет 12825,32 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	24,4	57,9	82,3
2	24,3	65,6	89,9
3	22,3	48,2	70,5
4	22,3	48,2	70,5
5	17,2	46,3	63,5
6	15,1	28,9	44,0
7	15,1	28,9	44,0
8	17,3	30,9	48,2
9	17,6	0,0	17,6
10	20,2	38,6	58,8
11	14,4	30,9	45,3
12	14,4	30,9	45,3
13	22,3	48,2	70,5
14	22,3	48,2	70,5
15	15,9	27,0	42,9
16	8,4	11,6	20,0
17	12,6	33,7	46,3
18	21,3	46,3	67,6
19	21,3	46,3	67,6
20	21,3	46,3	67,6
21	21,3	46,3	67,6
22	21,3	46,3	67,6
23	21,3	46,3	67,6
24	21,3	46,3	67,6
25	21,3	46,3	67,6
26	21,3	46,3	67,6
27	21,3	46,3	67,6
28	21,3	46,3	67,6
29	21,3	46,3	67,6
30	21,3	46,3	67,6
31	21,3	46,3	67,6
32	21,3	46,3	67,6
33	21,3	46,3	67,6
34	21,3	46,3	67,6
35	21,3	46,3	67,6
36	21,3	46,3	67,6
37	21,3	46,3	67,6
38	21,3	46,3	67,6
39	21,3	46,3	67,6
40	21,3	46,3	67,6
41	21,3	46,3	67,6
42	21,3	46,3	67,6
43	21,3	46,3	67,6

Окончание таблицы 7

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
44	21,3	46,3	67,6
45	21,3	46,3	67,6
46	21,3	46,3	67,6
47	17,6	0,0	17,6
48	14,7	0,0	14,7
49	15,1	28,9	44,0
50	15,1	28,9	44,0
51	17,6	0,0	17,6
52	16,4	0,0	16,4
53	11,7	0,0	11,7
54	11,7	0,0	11,7
55	11,7	0,0	11,7
56	14,7	0,0	14,7
57	15,1	28,9	44,0
58	15,1	28,9	44,0
59	14,3	38,6	52,9
60	17,2	46,3	63,5
61	17,2	46,3	63,5
62	15,7	42,4	58,1
63	21,4	57,9	79,3
64	21,4	57,9	79,3
65	17,6	0,0	17,6
66	14,7	0,0	14,7
67	18,1	34,7	52,8
68	17,3	30,9	48,2
69	15,1	28,9	44,0
70	20,2	38,6	58,8
71	15,1	28,9	44,0
72	15,1	28,9	44,0
73	17,3	30,9	48,2
Итого	1358,0	2593,5	3951,5

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка, составляет 3951,5 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка

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

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

$$Q_{ГОД} = \frac{4187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \text{ тыс. м}^3/\text{год}, \quad (10)$$

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

Q_H^P – низшая теплота сгорания 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

$$Q_{Ч} = \frac{4,187 \cdot D^Ч}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (11)$$

где $D^Ч$ – нагрузка котельной, Гкал/час;

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

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

Расчет годового расхода газа в целом по котельной, тыс. м³/год, определяется по формуле (10) и составляет.

$$Q_{Ч} = \frac{4,187 \cdot 130000}{38850 \cdot (85/100)} = 16483,0, \text{ тыс. м}^3/\text{ч},$$

Требуемый часовой расход газа на котельную, м³/ч, определяется по формуле (11) и составляет

$$Q_{Ч} = \frac{4187 \cdot 40}{38850 \cdot (85/100)} = 5071,7, \text{ м}^3/\text{ч},$$

1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расход газа по видам потребления

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс. м ³ /год
КПБ население	1358	2442,32
ОВ население	2593,5	10383,00
Население	3951,5	12825,32
Котельная №1	5071,7	16483,0
ЛЗК	120,0	648,0
Всего	9143,2	29956,32

1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

В выпускной работе предлагается двухступенчатая система газоснабжения. Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая предполагается к размещению на северо-востоке от поселка. В поселке запроектированы две независимые сети низкого давления, одна комбинированная сеть, другая тупиковая. Комбинированная сеть низкого давления состоит из 12 колец и тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП. Котельная запитывается от сети среднего давления.

1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселке, проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение четырёх сетевых газорегуляторных пунктов. Количество ГРП определено из условия оптимального расстояния действия газорегуляторного пункта, снижающего давление со среднего до низкого.

1.8 Трассировка газовых сетей в поселке

На территории поселка газопроводы среднего давления и низкого прокладываются под землей.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом плотности застройки и экономической эффективности.

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, принимаются в соответствии с действующими нормативными документами. 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.

В котельной проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторную установку.

1.9 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.

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

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

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

где w - скорость потока газа, м/с;

D - внутренний диаметр газопровода, м;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

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

где p_H - давление в начале газопровода, Па;

p_K - давление в конце газопровода, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - длина газопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса. Учитывая, что при определении потерь давления на преодоление сил трения по формуле (17), используются объемный расход газа, выраженный в м³/ч, и

внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (16), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

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

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

где Re – число Рейнольдса;

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

d - внутренний диаметр газопровода, см.

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

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа ($\text{Re} < 2000$) по формуле Стокса

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

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

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

- для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) безразмерный коэффициент гидравлического трения для гидравлически гладкой стенки при $Re(k/d) < 23$, 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 $Re(k/d) < 23$ 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: где алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре равна нулю при условии, если в этом контуре нет посторонних 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 $\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м³/ч;

ΔP - потери давления в кольце, Па;

$\sum(\Delta P/Q_P)$ - 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_1} - 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 также от физических свойств газа.

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

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

где d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

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

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

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

где d_K - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

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

d_P - расчетный внутренний диаметр участка, см;

l - длина участка, м.

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

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

Газ в сеть низкого давления поступает из сетевых газорегуляторных пунктов, газ после выхода из газорегуляторного пункта начинает постепенно разбираться потребителями и его расход постепенно уменьшается по пути движения.

Для определения расхода газа по пути его движения схему распределительной сети низкого давления необходимо разбить на участки и указать предварительное распределение потоков газа по сети.

При этом для узловых точек газовой сети приемлемо использовать уравнение, аналогичное первому закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех потоков газа, сходящихся в узле включая узловые расходы газа равна нулю.

Потокам, подходящим к узлу, присваивается знак плюс, а выходящим – минус, другими словами, сколько газа входит в узловую точку столько и должно из нее выходить.

То есть при выборе схемы потокораспределения для тройников (крестовин) распределительной газовой сети входящий или выходящий поток ни на одном участке, примыкающим к тройнику (крестовине), не может быть равен нулю.

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой.

Кроме этого, согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют транзитной.

Тем самым расход газа, проходящий по участку, включает в себя как путевую, так и транзитную нагрузку, такой расход принято называть расчетным.

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

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

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

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

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

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

Транзитный расход газа – это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой

сети. Путь расход газа – это расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путь расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

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

l - длина участка, м.

Удельный путь 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

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

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

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

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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$Q_{\Pi_{i+1}}$ – 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 9.

Таблица 9 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительных сетей

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	10	58,8	261,6	2430	0,1077
	21	67,6			
	26	67,6			
	25	67,6			
Контур №2	20	67,6	270,4	2140	0,1264
	24	67,6			
	29	67,6			
	34	67,6			
Контур №3	1	82,3	145,2	2810	0,0517
	15	42,9			
	16	20,0			
Контур №4	28	67,6	246,8	4170	0,0592
	38	67,6			
	42	67,6			
	49	44			
Контур №5	31	67,6	270,4	3010	0,0898
	32	67,6			
	33	67,6			
	37	67,6			
Контур №6	14	70,5	205,7	2280	0,0902
	19	67,6			
	23	67,6			
Контур №7	13	70,5	273,3	2640	0,1035
	18	67,6			
	22	67,6			
	27	67,6			
Контур №8	47	17,6	66,3	3630	0,0183
	48	14,7			
	51	17,6			
	52	16,4			
Контур №9	39	67,6	246,8	3220	0,0766
	43	67,6			
	46	67,6			
	50	44,0			

Продолжение таблицы 9

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 №10	40	67,6	270,4	2440	0,1108
	41	67,6			
	44	67,6			
	45	67,6			
Контур №11	30	67,6	202,8	2510	0,0808
	35	67,6			
	36	67,6			
Контур №12	3	70,5	250,8	2925	0,0857
	4	70,5			
	7	44,0			
	8	48,2			
	9	17,6			
Сектор №1	2	89,9	89,9	710	0,1266
Сектор №2	5	63,5	63,5	430	0,1477
Сектор №3	6	44,0	44	420	0,1048
Сектор №4	11	45,3	45,3	665	0,0681
Сектор №5	12	45,3	45,3	740	0,0612
Сектор №6	17	46,3	46,3	700	0,0661
Сектор №7	59	52,9	52,9	660	0,0802
Сектор №8	61	63,5	121,6	1330	0,0914
	62	58,1			
Сектор №9	60	63,5	63,5	620	0,1024
Сектор №10	53	11,7	35,1	1630	0,0215
	54	11,7			
	55	11,7			
Сектор №11	56	14,7	14,7	600	0,0245
Сектор №12	66	14,7	32,3	2170	0,0149
	65	17,6			
Сектор №13	64	79,3	79,3	450	0,1762
Сектор №14	63	79,3	79,3	710	0,1117
ЛЗК	-	120	120	390	0,3077
Сектор №15	58	44,0	44		0,0530
Сектор №16	57	44,0	44	870	0,0506
Сектор №17	71	44,0	136,2	2700	0,0504
	72	44,0			
	73	48,2			

Окончание таблицы 9

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			
Сектор №18	70	58,8	58,8	2150	0,0273
Сектор №19	69	44,0	44	1270	0,0346
Сектор №20	68	48,2	48,2	1230	0,0392
Сектор №21	67	52,8	52,8	660	0,0800

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (36) и сведен в таблицу 10.

Таблица 10 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	200	Контур №1, Контур №3	$0,1077+0,0517=0,1593$	31,9
2-3	420	Контур №1, Контур №12	$0,1077+0,0857=0,1934$	81,2
3-4	140	Контур №1, Контур №12	$0,1077+0,0857=0,1934$	27,1
4-5	260	Контур №1, Сектор №4	$0,1077+0,0681=0,1758$	45,7
5-6	150	Контур №1, Сектор №5	$0,1077+0,0612=0,1689$	25,3
6-7	300	Контур №1	0,1077	32,3
7-8	380	Контур №1, Контур №11	$0,1077+0,0808=0,1885$	71,6
8-9	290	Контур №1, Контур №11	$0,1077+0,0808=0,1885$	54,7
9-10	140	Контур №1, Контур №2	$0,1077+0,1264=0,234$	32,8
10-1	150	Контур №1, Контур №2	$0,1077+0,1264=0,234$	35,1
9-11	180	Контур №2, Контур №11	$0,1264+0,0808=0,2072$	37,3
11-12	170	Контур №2, Контур №11	$0,1264+0,0808=0,2072$	35,2
12-13	220	Контур №2, Контур №9	$0,1264+0,0766=0,203$	44,7
13-14	210	Контур №2, Контур №9	$0,1264+0,0766=0,203$	42,6
14-15	150	Контур №2, Контур №4	$0,1264+0,0592=0,1855$	27,8
15-16	170	Контур №2, Контур №4	$0,1264+0,0592=0,1855$	31,5
16-17	160	Контур №2, Контур №6	$0,1264+0,0902=0,2166$	34,7
17-18	150	Контур №2, Контур №6	$0,1264+0,0902=0,2166$	32,5
18-19	220	Контур №2, Контур №3	$0,1264+0,0517=0,178$	39,2
19-1	220	Контур №2, Контур №3	$0,1264+0,0517=0,178$	39,2
18-20	210	Контур №3, Контур №6	$0,0517+0,0902=0,1419$	29,8
20-21	220	Контур №3, Контур №6	$0,0517+0,0902=0,1419$	31,2
21-22	330	Контур №3	0,0517	17,1
22-23	260	Контур №3	0,0517	13,4
23-24	270	Контур №3	0,0517	14,0

Продолжение таблицы 10

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
24-25	220	Контур №3, Сектор №1	0,0517+0,1266=0,1783	39,2
25-26	210	Контур №3, Контур №12	0,0517+0,0857=0,1374	28,9
26-2	450	Контур №3, Контур №12	0,0517+0,0857=0,1374	61,8
16-30	230	Контур №4, Контур №6	0,0592+0,0902=0,1494	34,4
30-29	220	Контур №4, Контур №6	0,0592+0,0902=0,1494	32,9
29-28	180	Контур №4, Контур №7	0,0592+0,1035=0,1627	29,3
28-27	240	Контур №4, Контур №5	0,0592+0,0898=0,149	35,8
27-38	300	Контур №4, Контур №5	0,0592+0,0898=0,149	44,7
38-37	580	Контур №4, Контур №5	0,0592+0,0898=0,149	86,4
37-36	380	Контур №4	0,0592	22,5
36-35	290	Контур №4	0,0592	17,2
35-34	320	Контур №4	0,0592	18,9
34-33	350	Контур №4, Контур №9	0,0592+0,0766=0,1358	47,5
33-32	320	Контур №4, Контур №9	0,0592+0,0766=0,1358	43,5
32-31	250	Контур №4, Контур №9	0,0592+0,0766=0,1358	34,0
31-14	190	Контур №4, Контур №9	0,0592+0,0766=0,1358	25,8
37-39	370	Контур №5	0,0898	33,2
39-40	250	Контур №5	0,0898	22,5
40-41	220	Контур №5	0,0898	19,8
41-42	260	Контур №5	0,0898	23,4
42-43	300	Контур №5, Сектор №6	0,0898+0,0661=0,1560	46,8
43-28	490	Контур №5, Контур №7	0,0898+0,1035=0,1934	94,7
29-44	300	Контур №6, Контур №7	0,0902+0,1035=0,1937	58,1
44-45	360	Контур №6, Контур №7	0,0902+0,1035=0,1937	69,7
45-46	190	Контур №6	0,0902	17,1
46-21	240	Контур №6	0,0902	21,7
45-50	210	Контур №7	0,1035	21,7
50-49	240	Контур №7	0,1035	24,8
49-48	170	Контур №7	0,1035	17,6
48-47	290	Контур №7	0,1035	30,0
47-43	400	Контур №7, Сектор №6	0,1035+0,0661=0,1697	67,9
51-52	270	Контур №8	0,0183	4,9
52-53	560	Контур №8	0,0183	10,2
53-54	540	Контур №8	0,0183	9,9
54-55	350	Контур №8, Контур №9	0,0183+0,0766=0,0949	33,2
55-56	240	Контур №8, Контур №9	0,0183+0,0766=0,0949	22,8
56-57	200	Контур №8, Контур №9	0,0183+0,0766=0,0949	19,0
57-58	290	Контур №8, Контур №10	0,0183+0,1108=0,1291	37,4
58-59	270	Контур №8, Контур №10	0,0183+0,1108=0,1291	34,9

Продолжение таблицы 10

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
59-60	280	Контур №8, Контур №10	0,0183+0,1108=0,1291	36,1
60-61	80	Контур №8	0,0183	1,5
61-51	550	Контур №8	0,0183	10,0
57-63	200	Контур №9, Контур №10	0,0766+0,1108=0,1875	37,5
63-12	160	Контур №9, Контур №10	0,0766+0,1108=0,1875	30,0
34-62	290	Контур №9	0,0766	22,2
62-54	240	Контур №9	0,0766	18,4
12-64	300	Контур №10, Контур №11	0,1108+0,0808=0,1916	57,5
64-65	300	Контур №10, Контур №11	0,1108+0,0808=0,1916	57,5
65-66	290	Контур №10, Контур №11	0,1108+0,0808=0,1916	55,6
66-67	150	Контур №10	0,1108	16,6
67-60	200	Контур №10	0,1108	22,2
7-68	180	Контур №11	0,0808	14,5
68-69	250	Контур №11	0,0808	20,2
69-66	170	Контур №11	0,0808	13,7
4-75	205	Контур №12, Сектор №4	0,0857+0,0681=0,1539	31,5
75-74	220	Контур №12	0,0857	18,9
74-73	120	Контур №12, Сектор №3	0,0857+0,1048=0,1905	22,9
73-72	130	Контур №12, Сектор №2	0,0857+0,1477=0,2334	30,3
72-71	140	Контур №12	0,0857	12,0
71-70	400	Контур №12	0,0857	34,3
70-25	490	Контур №12, Сектор №1	0,0857+0,1266=0,2124	104,1
73-76	300	Сектор №2, Сектор №3	0,1477+0,1048=0,2524	75,7
5-77	200	Сектор №4, Сектор №5	0,0681+0,0612=0,1293	25,9
78-77	130	Сектор №5	0,0612	8,0
6-79	260	Сектор №5	0,0612	15,9
80-81	260	Сектор №7	0,0802	20,8
80-82	260	Сектор №7, Сектор №8	0,0802+0,0914=0,1716	44,6
82-83	140	Сектор №7, Сектор №9	0,0802+0,1024=0,1826	25,6
87-86	250	Сектор №8	0,0914	22,9
86-80	340	Сектор №8	0,0914	31,1
82-84	340	Сектор №8, Сектор №9	0,0914+0,1024=0,1938	65,9
84-85	140	Сектор №8, Сектор №9	0,0914+0,1024=0,1938	27,1
52-89	1030	Сектор №10	0,0215	22,2
89-90	600	Сектор №10, Сектор №11	0,0215+0,0245=0,046	27,6
89-95	500	Сектор №12	0,0149	7,4
95-96	460	Сектор №12	0,0149	6,8
89-91	550	Сектор №12	0,0149	8,2
91-92	210	Сектор №12	0,0149	3,1

Окончание таблицы 10

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
92-93	450	Сектор №12, Сектор №13	0,0149+0,1762=0,1911	86,0
93-94	710	Сектор №14	0,1117	79,3
61-88	390	ЛЗК	0,0857	120,0
113-112	830	Сектор №15	0,053	44,0
112-114	870	Сектор №16	0,0506	44,0
98-99	200	Сектор №17, Сектор №19	0,0504+0,0346=0,0851	17,0
99-100	300	Сектор №17, Сектор №19	0,0504+0,0346=0,0851	25,5
100-104	400	Сектор №17, Сектор №18	0,0504+0,0273=0,0778	31,1
104-105	550	Сектор №17, Сектор №18	0,0504+0,0273=0,0778	42,8
98-106	510	Сектор №17	0,0504	25,7
106-107	740	Сектор №17	0,0504	37,3
100-101	250	Сектор №18, Сектор №19	0,0273+0,0346=0,062	15,5
101-102	950	Сектор №18	0,0273	26,0
101-103	520	Сектор №19	0,0346	18,0
108-109	430	Сектор №20	0,0392	16,9
108-111	800	Сектор №20	0,0392	31,3
109-110	660	Сектор №21	0,08	52,8

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. Для достижения поставленной цели используется поправочный коэффициент к транзитному расходу газа, для увязки давлений газа в узловых точках.

Количество газа, поступающего в узловую точку, рассчитывается по формуле

$$Q_{T_i} = k_D \cdot \sum (Q_{T_{i+1}} + Q_{П_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (39)$$

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

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

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

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

Согласно принятой схеме распределения потоков газа мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети. Модель позволяет провести гидравлический расчет газовой сети с увязкой всех колец и определения давления в каждой расчетной точке.

На первом этапе моделирования для узловых точек № 5, 14, 16, 25, 34, 40, 45, 57, 66 и 73 значение поправочного коэффициент к транзитному расходу газа, для увязки давлений газа в узловых точках для всех участков принимается равное 0,5.

В результате чего определяется давление газа, поступающего в узловую точку с обоих направлений.

При несовпадении давлений производится корректировка поправочного коэффициент к транзитному расходу газа, для увязки давлений газа в узловых точках.

В результате моделирования достигается одинаковое давление газа, поступающее в узловую точку с обоих участков запитанных от разных ГРП.

Результаты расчета транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления полученные путем математического моделирования приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	k_D	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	31,87	2-3,26-2		$81,23+200,82+61,84+138,14=482,03$
2-3	81,23	3-4		$27,08+173,75=200,82$
3-4	27,08	4-75,4-5		$31,54+79,59+45,7+16,91=173,75$
4-5	45,70	5-77	0,5	$0,5 \cdot (25,87+7,96)=16,91$
5-6	25,33	5-77	0,5	$0,5 \cdot (25,87+7,96)=16,91$
6-7	32,30	6-79,5-6		$15,92+25,33+16,91=58,16$
7-8	71,61	6-7,7-68		$32,3+58,16+14,54+42,41=147,41$
8-9	54,65	7-8		$71,61+147,41=219,02$
9-10	32,76	9-11,8-9		$37,29+221,94+54,65+219,02=532,9$
10-1	35,10	9-10		$32,76+532,9=565,66$
9-11	37,29	11-12		$35,22+186,72=221,94$
11-12	35,22	12-64,12-13,63-12		$57,48+44,66+54,58+29,99=186,72$
12-13	44,66	13-14		$42,63+11,95=54,58$
13-14	42,63	31-14	0,2	$0,2 \cdot (25,81+33,96)=11,95$
14-15	27,83	31-14	0,8	$0,8 \cdot (25,81+33,96)=47,81$
15-16	31,54	14-15		$27,83+47,81=75,64$
16-17	34,65	15-16	0,793	$0,793 \cdot (31,54+75,64)=85$
17-18	32,49	16-17		$34,65+85=119,65$
18-19	39,17	18-20,17-18		$29,8+350,1+32,49+119,65=532,03$
19-1	39,17	18-19		$39,17+532,03=571,2$
18-20	29,80	20-21		$31,22+318,88=350,1$
20-21	31,22	46-21,21-22		$21,65+104,28+17,05+175,9=318,88$
21-22	17,05	22-23		$13,43+162,46=175,9$
22-23	13,43	23-24		$13,95+148,51=162,46$
23-24	13,95	24-25		$39,22+109,28=148,51$
24-25	39,22	70-25	0,5	$0,5 \cdot (104,06+114,51)=109,28$
25-26	28,86	70-25	0,5	$0,5 \cdot (104,06+114,51)=109,28$
26-2	61,84	25-26		$28,86+109,28=138,14$
16-30	34,36	15-16	0,207	$0,207 \cdot (31,54+75,64)=22,19$
30-29	32,87	16-30		$34,36+22,19=56,55$
29-28	29,29	29-44,30-29		$58,12+76,81+32,87+56,55=224,35$
28-27	35,76	43-28,29-28		$94,74+276,78+29,29+224,35=625,17$
27-38	44,71	38-37		$86,43+258,22=344,65$
38-37	86,43	37-39,37-36		$33,24+141,46+22,49+61,03=258,22$
37-36	22,49	36-35		$17,16+43,87=61,03$
36-35	17,16	35-34		$18,94+24,93=43,87$
35-34	18,94	34-33	0,2739	$0,2739 \cdot (47,54+43,47)=24,93$
34-33	47,54	33-32		43,47
33-32	43,47	нет		-
32-31	33,96	нет		-
31-14	25,81	32-31		33,96
37-39	33,24	39-40		$22,46+119=141,46$

Продолжение таблицы 11

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	k_D	Транзитный расход газа, м ³ /ч
39-40	22,46	40-80	0,5	$0,5 \cdot 238 = 119$
40-41	19,76	40-80	0,5	$0,5 \cdot 238 = 119$
41-42	23,36	40-41		$19,76 + 119 = 138,76$
42-43	46,79	41-42		$23,36 + 138,76 = 162,12$
43-28	94,74	47-43,42-43		$67,87 + 46,79 + 162,12 = 276,78$
29-44	58,12	44-45		$69,75 + 7,07 = 76,81$
44-45	69,75	45-50	0,075	$0,075 \cdot (21,74 + 72,47) = 7,07$
45-46	17,14	45-50	0,925	$0,925 \cdot (21,74 + 72,47) = 87,14$
46-21	21,65	45-46		$17,14 + 87,14 = 104,28$
45-50	21,74	50-49		$24,85 + 47,62 = 72,47$
50-49	24,85	49-48		$17,6 + 30,02 = 47,62$
49-48	17,60	48-47		30,02
48-47	30,02	нет		-
47-43	67,87	нет		-
51-52	4,93	52-53,52-89		$10,23 + 210,29 + 22,18 + 218,52 = 461,22$
52-53	10,23	53-54		$9,86 + 200,43 = 210,29$
53-54	9,86	62-54,54-55		$18,4 + 88,31 + 33,22 + 60,51 = 200,43$
54-55	33,22	55-56		$22,78 + 37,73 = 60,51$
55-56	22,78	56-57		$18,98 + 18,75 = 37,73$
56-57	18,98	57-63	0,5	$0,5 \cdot 37,49 = 18,75$
57-58	37,43	57-63	0,5	$0,5 \cdot 37,49 = 18,75$
58-59	34,85	57-58		$37,43 + 18,75 = 56,18$
59-60	36,14	58-59		$34,85 + 56,18 = 91,03$
60-61	1,46	67-60,59-60		$22,16 + 121,2 + 36,14 + 91,03 = 270,54$
61-51	10,05	60-61,61-88		$1,46 + 270,54 + 120 = 392$
57-63	37,49	нет		-
63-12	29,99	нет		-
34-62	22,23	34-33	0,7261	$0,7261 \cdot (47,54 + 43,47) = 66,08$
62-54	18,40	34-62		$22,23 + 66,08 = 88,31$
12-64	57,48	нет		-
64-65	57,48	нет		-
65-66	55,57	64-65		57,48
66-67	16,62	65-66	0,925	$0,925 \cdot (55,57 + 57,48) = 104,57$
67-60	22,16	66-67		$16,62 + 104,57 = 121,2$
7-68	14,54	68-69		$20,2 + 22,21 = 42,41$
68-69	20,20	69-66		$13,74 + 8,48 = 22,21$
69-66	13,74	65-66	0,075	$0,075 \cdot (55,57 + 57,48) = 8,48$
4-75	31,54	75-74		$18,86 + 60,73 = 79,59$
75-74	18,86	74-73		$22,86 + 37,87 = 60,73$
74-73	22,86	73-76	0,5	$0,5 \cdot 75,73 = 37,87$
73-72	30,34	73-76	0,5	$0,5 \cdot 75,73 = 37,87$
72-71	12,00	73-72		$30,34 + 37,87 = 68,21$
71-70	34,30	72-71		$12 + 68,21 = 80,21$

Продолжение таблицы 11

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	к _д	Транзитный расход газа, м ³ /ч
70-25	104,06	71-70		34,3+80,21=114,51
73-76	75,73	нет		-
5-77	25,87	78-77		7,96
78-77	7,96	нет		-
6-79	15,92	нет		-
40-80	0,00	86-80,80-81,80-82		31,09+22,86+20,84+44,61+118,61=238,0
80-81	20,84	нет		-
80-82	44,61	82-83,82-84		25,56+65,91+27,14=118,61
82-83	25,56	нет		-
87-86	22,86	нет		-
86-80	31,09	87-86		22,86
82-84	65,91	84-85		27,14
84-85	27,14	нет		-
52-89	22,18	89-90,89-95,89-91		27,62+7,44+6,85+8,19+168,42=218,52
89-90	27,62	нет		-
89-95	7,44	95-96		6,85
95-96	6,85	нет		-
89-91	8,19	91-92		3,13+165,3=168,42
91-92	3,13	92-93		86+79,3=165,3
92-93	86,00	93-94		79,3
93-94	79,30	нет		-
61-88	120,00	нет		-
97-112	0,00	113-112,112-114		44,0+44,0=88,0
113-112	44,00	нет		-
112-114	44,00	нет		-
97-98	0,00	98-108,98-106,98-99		101,0+25,73+37,33+17,02+158,93=340,0
98-99	17,02	99-100		25,53+133,4=158,93
99-100	25,53	100-104,100-101		31,12+42,79+15,5+44=133,4
100-104	31,12	104-105		42,79
104-105	42,79	нет		-
98-106	25,73	106-107		37,33
106-107	37,33	нет		-
100-101	15,50	101-102,101-103		25,98+18,02=44,0
101-102	25,98	нет		-
101-103	18,02	нет		-

Окончание таблицы 11

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	k_D	Транзитный расход газа, м ³ /ч
98-108	0,00	108-111,108-109		31,35+16,85+52,8=101,0
108-109	16,85	109-110		52,8
108-111	31,35	нет		-
109-110	52,80	нет		-

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

Таблица 12 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	31,9	0,5	482,0	498,0
2-3	81,2	0,5	200,8	241,4
3-4	27,1	0,5	173,7	187,3
4-5	45,7	0,5	16,9	39,8
5-6	25,3	0,5	16,9	29,6
6-7	32,3	0,5	58,2	74,3
7-8	71,6	0,5	147,4	183,2
8-9	54,7	0,5	219,0	246,3
9-10	32,8	0,5	532,9	549,3
10-1	35,1	0,5	565,7	583,2
9-11	37,3	0,5	221,9	240,6
11-12	35,2	0,5	186,7	204,3
12-13	44,7	0,5	54,6	76,9
13-14	42,6	0,5	12,0	33,3
14-15	27,8	0,5	47,8	61,7
15-16	31,5	0,5	75,6	91,4
16-17	34,7	0,5	85,0	102,3
17-18	32,5	0,5	119,6	135,9
18-19	39,2	0,5	532,0	551,6
19-1	39,2	0,5	571,2	590,8
18-20	29,8	0,5	350,1	365,0
20-21	31,2	0,5	318,9	334,5
21-22	17,1	0,5	175,9	184,4
22-23	13,4	0,5	162,5	169,2
23-24	14,0	0,5	148,5	155,5
24-25	39,2	0,5	109,3	128,9
25-26	28,9	0,5	109,3	123,7
26-2	61,8	0,5	138,1	169,1
16-30	34,4	0,5	22,2	39,4
30-29	32,9	0,5	56,6	73,0

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	<i>k_п</i>	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
29-28	29,3	0,5	224,4	239,0
28-27	35,8	0,5	642,4	660,2
27-38	44,7	0,5	344,6	367,0
38-37	86,4	0,5	258,2	301,4
37-36	22,5	0,5	61,0	72,3
36-35	17,2	0,5	43,9	52,4
35-34	18,9	0,5	24,9	34,4
34-33	47,5	0,5	43,5	67,2
33-32	43,5	0,5	-	21,7
32-31	34,0	0,5	-	17,0
31-14	25,8	0,5	34,0	46,9
37-39	33,2	0,5	141,5	158,1
39-40	22,5	0,5	119,0	130,2
40-41	19,8	0,5	119,0	128,9
41-42	23,4	0,5	138,8	150,4
42-43	46,8	0,5	162,1	185,5
43-28	94,7	0,5	294,0	341,4
29-44	58,1	0,5	76,8	105,9
44-45	69,7	0,5	7,1	41,9
45-46	17,1	0,5	87,1	95,7
46-21	21,7	0,5	104,3	115,1
45-50	21,7	0,5	72,5	83,3
50-49	24,8	0,5	47,6	60,0
49-48	17,6	0,5	30,0	38,8
48-47	30,0	0,5	-	15,0
47-43	77,7	0,5	-	38,8
51-52	4,9	0,5	461,2	463,7
52-53	10,2	0,5	210,3	215,4
53-54	9,9	0,5	200,4	205,4
54-55	33,2	0,5	60,5	77,1
55-56	22,8	0,5	37,7	49,1
56-57	19,0	0,5	18,7	28,2
57-58	37,4	0,5	18,7	37,5
58-59	34,9	0,5	56,2	73,6
59-60	36,1	0,5	91,0	109,1
60-61	1,5	0,5	270,5	271,3
61-51	10,0	0,5	392,0	397,0
57-63	37,5	0,5	-	18,7
63-12	30,0	0,5	-	15,0
34-62	22,2	0,5	66,1	77,2
62-54	18,4	0,5	88,3	97,5
12-64	57,5	0,5	-	28,7
64-65	57,5	0,5	-	28,7
65-66	55,6	0,5	57,5	85,3
66-67	16,6	0,5	104,6	112,9
67-60	22,2	0,5	121,2	132,3
7-68	14,5	0,5	42,4	49,7

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	<i>k_п</i>	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
68-69	20,2	0,5	22,2	32,3
69-66	13,7	0,5	8,5	15,3
4-75	31,5	0,5	79,6	95,4
75-74	18,9	0,5	60,7	70,2
74-73	22,9	0,5	37,9	49,3
73-72	30,3	0,5	37,9	53,0
72-71	12,0	0,5	68,2	74,2
71-70	34,3	0,5	80,2	97,4
70-25	104,1	0,5	114,5	166,5
73-76	75,7	0,5	-	37,9
5-77	25,9	0,5	8,0	20,9
78-77	8,0	0,5	-	4,0
6-79	15,9	0,5	-	8,0
40-80	-	0,5	238,0	238,0
80-81	20,8	0,5	-	10,4
80-82	44,6	0,5	118,6	140,9
82-83	25,6	0,5	-	12,8
87-86	22,9	0,5	-	11,4
86-80	31,1	0,5	22,9	38,4
82-84	65,9	0,5	27,1	60,1
84-85	27,1	0,5	-	13,6
52-89	22,2	0,5	218,5	229,6
89-90	27,6	0,5	-	13,8
89-95	7,4	0,5	6,8	10,6
95-96	6,8	0,5	-	3,4
89-91	8,2	0,5	168,4	172,5
91-92	3,1	0,5	165,3	166,9
92-93	86,0	0,5	79,3	122,3
93-94	79,3	0,5	-	39,7
61-88	120,0	0,5	-	60,0
97-112	-	0,5	88,0	88,0
113-112	44,0	0,5	-	22,0
112-114	44,0	0,5	-	22,0
97-98	-	0,5	340,0	340,0
98-99	17,0	0,5	158,9	167,4
99-100	25,5	0,5	133,4	146,2
100-104	31,1	0,5	42,8	58,3
104-105	42,8	0,5	-	21,4
98-106	25,7	0,5	37,3	50,2
106-107	37,3	0,5	-	18,7
100-101	15,5	0,5	44,0	51,7
101-102	26,0	0,5	-	13,0
101-103	18,0	0,5	-	9,0
98-108	-	0,5	101,0	101,0
108-109	16,9	0,5	52,8	61,2
108-111	31,3	0,5	-	15,7
109-110	52,8	0,5	-	26,4

На основании полученных расчетных расходов газа, приведенных в таблице 12, выполнен гидравлический расчет закольцованной части, определены относительные невязки для каждого кольца и поправочные круговые расходы газа, результаты расчета приведены в таблице 13. Для достижения относительной невязки потерь давления к каждому кольце $\sum/\Delta P/ < 0,5$ Па выполнено 12 приближений, и определены поправочные круговые расходы газа для каждого кольца. Сводные результаты промежуточных приближений приведены в таблице 14. Результаты окончательного гидравлического расчета закольцованной части газовой сети низкого давления приведены в таблице 15. Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления – приведены в таблице 16.

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

$\Delta P_{уч}$ - потери давления газа на участке газовой сети, кПа.

Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети 1 и 2 приведен в таблице 17 и 18 соответственно. Гидравлический расчет сети среднего давления – таблица 19.

Таблица 13 - 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 xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К1	1-2	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	498,0	0,0194	180	0,3618
	2-3	КК12	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	241,4	0,0233	107	0,4415
	3-4	КК12	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	187,3	0,0248	23	0,1216
	4-5		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	39,8	0,0365	3	0,0707
	5-6		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-29,6	0,0393	-1	0,0326
	6-7		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-74,3	0,0312	-10	0,1303
	7-8	КК11	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-183,2	0,0249	-59	0,3247
	8-9	КК11	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-246,3	0,0231	-76	0,3095
	9-10	К2	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-549,3	0,0189	-150	0,2726
10-1	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-583,2	0,0187	-178	0,3055	
$\Delta = \frac{-167}{0,5 \cdot 787} \cdot 100 = -41,18 \%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-162}{1,75 \cdot 2.3708} = 39,0 \text{ м}^3/\text{ч},$								$\frac{\Sigma \Delta P = -162}{\Sigma / \Delta P = 787}$	$\Sigma = 2,3708$
$\Delta Q_K = 39,0 + \frac{(0,3618 \cdot (-106,7) + (0,4415 + 0,1216) \cdot (-6,4) + (0,3247 + 0,3095) \cdot (-31,1) + (0,2726 + 0,3035) \cdot 31)}{2,3708} = 20,5 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К2	1-10	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	583,2	0,0187	178	0,3055
	10-9	К1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	549,3	0,0189	150	0,2726
	9-11	КК11	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	240,6	0,0233	45	0,1887
	11-12	КК11	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	204,3	0,0242	32	0,1577
	12-13	К9	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	76,9	0,0309	8	0,0981
	13-14	К9	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	33,3	0,0382	2	0,0499
	14-15	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-61,7	0,0327	-3	0,0567
15-16	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-91,4	0,0296	-8	0,0862	

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К2	16-17	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-102,3	0,0288	-9	0,0883
	17-18	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-135,9	0,0268	-14	0,1025
	18-19	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-551,6	0,0189	-237	0,4297
	19-1	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-590,8	0,0186	-267	0,4524
$\Delta = \frac{-124}{0,5 \cdot 953} \cdot 100 = -26,00 \%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-124}{1,75 \cdot 2.2883} = 31,0 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = -124}{\Sigma / \Delta P = 953}$	$\Sigma = 2,2883$
$\Delta Q_K = 31,0 + \frac{(0,3055 \cdot 0,2726) \cdot 20,5 + (0,1887 + 0,1577) \cdot (-31,1) + (0,0981 + 0,0499) \cdot (-1,9) + (0,0567 + 0,0862) \cdot (-0,3)}{2,2883} +$ $+ \frac{(0,0883 + 0,1025) \cdot 77,9 + (0,4297 + 0,4524) \cdot (-106,7)}{2,2883} = -3,3 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К3	1-19	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	590,8	0,0186	267	0,4524
	19-18	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	551,6	0,0189	237	0,4297
	18-20	К6	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	365,0	0,0210	110	0,3009
	20-21	К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	334,5	0,0214	99	0,2953
	21-22		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	184,4	0,0249	52	0,2834
	22-23		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	169,2	0,0254	35	0,2093
	23-24		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	155,5	0,0260	32	0,2040
	24-25		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	128,9	0,0272	19	0,1444
	25-26	КК12	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-123,7	0,0275	-17	0,1337
	26-2	КК12	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-169,1	0,0254	-61	0,3621
2-1	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-498,0	0,0194	-180	0,3618	
$\Delta = \frac{593}{0,5 \cdot 1109} \cdot 100 = 106,96 \%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{593}{1,75 \cdot 3.1770} = -106,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = 593}{\Sigma / \Delta P = 1109}$	$\Sigma = 3,1770$

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
$\Delta Q_K = -106,7 + \frac{((0,4524 + 0,4297) \cdot (-3,7) + (0,3009 + 0,2953) \cdot 77,9 + (0,1337 + 0,3621) \cdot (-6,4) + 0,3618 \cdot 20,5)}{3,1770} = -91,6 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К4	14-15	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	61,7	0,0327	3	0,0567
	15-16	К2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	91,4	0,0296	8	0,0862
	16-30	К6	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	39,4	0,0366	2	0,0620
	30-29	К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	73,0	0,0314	7	0,0943
	29-28	К7	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	239,0	0,0233	45	0,1878
	28-27	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	643,0	0,0182	338	0,5259
	27-38	К5	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-367,0	0,0209	-158	0,4317
	38-37	К5	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-301,4	0,0220	-217	0,7200
	37-36		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-72,3	0,0314	-12	0,1616
	36-35		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-52,4	0,0341	-5	0,0970
	35-34		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-34,4	0,0378	-3	0,0780
	34-33	К9	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-67,2	0,0320	-9	0,1410
	33-32	К9	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-21,7	0,0364	-1	0,0474
32-31	К9	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	17,0	0,0335	0	0,0266	
31-14	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	46,9	0,0350	3	0,0584	
$\Delta = \frac{2}{0,5 \cdot 812} \cdot 100 = 0,38 \%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{2}{1,75 \cdot 2,7747} = -0,3 \text{ м}^3/\text{ч},$								$\frac{\Sigma \Delta P = 2}{\Sigma / \Delta P = 812}$	$\Sigma = 2,7747$
$\Delta Q_K = -0,3 + \frac{(0,0567 \cdot 0,0862) \cdot (-3,3) + (0,0620 + 0,0943) \cdot 77,9 + 0,1878 \cdot (-57,1) + (0,5259 + 0,4317 + 0,7200) \cdot 39,9}{2,7747} +$ $+ \frac{(0,1410 + 0,0474 + 0,0266 + 0,0584) \cdot (-1,9)}{2,7747} = 20,9 \text{ м}^3/\text{ч}$									

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К5	28-27	К4	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-643,0	0,0182	-338	0,5259
	27-38	К4	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	367,0	0,0209	158	0,4317
	38-37	К4	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	301,4	0,0220	217	0,7200
	37-39		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	158,1	0,0258	45	0,2831
	39-40		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	130,2	0,0271	22	0,1654
	40-41		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-128,9	0,0272	-19	0,1444
	41-42		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-150,4	0,0262	-29	0,1917
	42-43		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-185,5	0,0248	-48	0,2588
43-28	К7	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-324,2	0,0216	-208	0,6424	
$\Delta = \frac{-200}{0,5 \cdot 1084} \cdot 100 = -36,94\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-200}{1,75 \cdot 3.3633} = 34,0 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = -200}{\Sigma / \Delta P / = 1084}$	$\Sigma = 3,3633$
$\Delta Q_K = 34,0 + \frac{(0,5364 + 0,4317 + 0,7200) \cdot 20,9 + 0,6678 \cdot (-50,4)}{3.3633} = 34,8 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К6	16-30	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-39,4	0,0366	-2	0,0620
	30-29	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-73,0	0,0314	-7	0,0943
	29-44	К7	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	105,9	0,0286	18	0,1699
	44-45	К7	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	41,9	0,0360	4	0,1018
	45-46		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-95,7	0,0293	-10	0,0998
	46-21		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-115,1	0,0280	-17	0,1447
	20-21	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-334,5	0,0214	-99	0,2953
	18-20	К3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-365,0	0,0210	-110	0,3009
	17-18	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	135,9	0,0268	14	0,1025
16-17	К2	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	102,3	0,0288	9	0,0883	

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
$\Delta = \frac{-199}{0,5 \cdot 286} \cdot 100 = -137,49\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-199}{1,75 \cdot 1,4596} = 77,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = -199}{\Sigma / \Delta P = 289}$	Σ = 1,4596
$Q_K = 77,9 + \frac{(0,0620 \cdot 0,0943) \cdot 20,9 + (0,1699 + 0,1018) \cdot (-50,4) + (0,2953 + 0,3009) \cdot (-91,6) + (0,1025 + 0,0883) \cdot (-3,3)}{1,4596} = 32,9 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К7	29-44	К6	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-105,9	0,0286	-18	0,1699
	44-45	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-41,9	0,0360	-4	0,1018
	45-50		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-83,3	0,0303	-8	0,0994
	50-49		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-60,0	0,0329	-5	0,0888
	49-48		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-38,8	0,0367	-2	0,0454
	48-47		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-15,0	0,0322	0	0,0262
	47-43		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	33,9	0,0380	3	0,0965
	43-28	К5	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	324,2	0,0216	208	0,6424
29-28	К4	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-239,0	0,0233	-45	0,1878	
$\Delta = \frac{129}{0,5 \cdot 294} \cdot 100 = 87,36\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{129}{1,75 \cdot 1,4582} = -50,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = 129}{\Sigma / \Delta P = 294}$	Σ = 1,4582
$\Delta Q_K = -50,4 + \frac{(0,1699 + 0,1018) \cdot 31,6 + 0,6424 \cdot 39,0 + 0,1878 \cdot 20,7}{1,4582} = -26,3 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К8	51-52		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	463,7	0,0198	215	0,4630
	52-53		560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	215,4	0,0239	116	0,5403
	53-54		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	205,4	0,0242	103	0,5027
	54-55	К9	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	77,1	0,0309	12	0,1563
	55-56	К9	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	49,1	0,0346	4	0,0764

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К8	56-57	К9	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	28,2	0,0398	1	0,0420
	57-58	КК10	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-37,5	0,0370	-3	0,0754
	58-59	КК10	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-73,6	0,0313	-9	0,1164
	59-60	КК10	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-109,1	0,0284	-18	0,1622
	60-61		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-271,3	0,0226	-25	0,0918
	61-51		550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-397,0	0,0205	-333	0,8395
$\Delta = \frac{64}{0,5 \cdot 839} \cdot 100 = 15,27\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{64}{1,75 \cdot 3,0660} = -11,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = 64}{\Sigma / \Delta P = 839}$	$\Sigma = 3,0660$
$\Delta Q_K = -11,9 + \frac{(0,1563 + 0,0764 + 0,0420) \cdot (-1,9) + (0,0764 + 0,1164 + 0,1622) \cdot 6,7}{3,0660} = -11,3 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К9	54-55	К8	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-77,1	0,0309	-12	0,1563
	55-56	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-49,1	0,0346	-4	0,0764
	56-57	К8	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-28,2	0,0398	-1	0,0420
	57-63	КК10	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-18,7	0,0347	0	0,0243
	63-12	КК10	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	15,0	0,0322	0	0,0145
	12-13	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-76,9	0,0309	-8	0,0981
	13-14	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-33,3	0,0382	-2	0,0499
	34-33	К4	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	67,2	0,0320	9	0,1410
	33-32	К4	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	21,7	0,0364	1	0,0474
	32-31	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-17,0	0,0335	0	0,0266
	31-14	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-46,9	0,0350	-3	0,0584
	34-62		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	77,2	0,0309	10	0,1296
62-54		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	97,5	0,0292	12	0,1278	

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
$\Delta = \frac{3}{0,5 \cdot 63} \cdot 100 = 10,64\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{3}{1,75 \cdot 0,9924} = -1,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\sum \Delta P = 3}{\sum / \Delta P = 63}$	Σ = 0,9924
$\Delta Q_K = -1,9 + \frac{(0,1563 + 0,0764 + 0,0420) \cdot (-11,3) + (0,0243 + 0,0145) \cdot 6,7 + (0,0981 + 0,0499) \cdot (-3,6)}{0,9924} +$ $+ \frac{(0,1410 + 0,0474 + 0,0266 + 0,0584) \cdot 20,7}{0,9924} = 0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К10	57-58	К8	290	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	37,5	0,0370	3	0,0754
	58-59	К8	270	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	73,6	0,0313	9	0,1164
	59-60	К8	280	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	109,1	0,0284	18	0,1622
	57-63	К9	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	18,7	0,0347	0	0,0243
	63-12	К9	160	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	-15,0	0,0322	0	0,0145
	12-64	КК11	300	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	28,7	0,0396	2	0,0639
	64-65	КК11	300	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	-28,7	0,0396	-2	0,0639
	65-66	КК11	290	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	-85,3	0,0302	-12	0,1396
	66-67		150	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	-112,9	0,0281	-10	0,0891
67-60		200	ПЭ 80 ГА3 CDR 17,6-225x12,8	199,4	-132,3	0,0270	-18	0,1339	
$\Delta = \frac{-10}{0,5 \cdot 73} \cdot 100 = -28,31\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{-10}{1,75 \cdot 3,4031} = 6,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\sum \Delta P = -10}{\sum / \Delta P = 73}$	Σ = 0,8833
$\Delta Q_K = 6,7 + \frac{(0,0754 + 0,1164 + 0,1622) \cdot (-11,3) + (0,0243 + 0,0145) \cdot 0,4 + (0,0639 + 0,0639 + 0,1396) \cdot (-31,1)}{0,8833} = -7,2 \text{ м}^3/\text{ч}$									

Продолжение таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> × <i>S</i> , мм	<i>d</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	<i>λ</i>	<i>ΔP</i> , Па	<i>ΔP/Q_p</i>
К11	12-64	КК10	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-28,7	0,0396	-2	0,0639
	64-65	КК10	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	28,7	0,0396	2	0,0639
	65-66	КК10	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	85,3	0,0302	12	0,1396
	9-11	К2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-240,6	0,0233	-45	0,1887
	11-12	К2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-204,3	0,0242	-32	0,1577
	7-8	К1	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	183,2	0,0249	59	0,3247
	8-9	К1	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	246,3	0,0231	76	0,3095
	7-68		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	49,7	0,0345	3	0,0578
	68-69		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	32,3	0,0384	2	0,0581
69-66		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	15,3	0,0324	0	0,0158	
$\Delta = \frac{75}{0,5 \cdot 234} \cdot 100 = 64,14\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{75}{1,75 \cdot 1,3798} = -31,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = 75}{\Sigma / \Delta P / = 234}$	$\Sigma = 1,3798$
$\Delta Q_K = -31,1 + \frac{(0,0639 + 0,0639 + 0,1396) \cdot (-7,2) + (0,1887 + 0,1557) \cdot (-3,3) + (0,3287 + 0,3095) \cdot 20,5}{1,3798} = -23,9 \text{ м}^3/\text{ч}$									
К12	25-26	К3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	123,7	0,0275	17	0,1337
	26-2	К3	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	169,1	0,0254	61	0,3621
	2-3	К1	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-241,4	0,0233	-107	0,4415
	3-4	К1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-187,3	0,0248	-23	0,1216
	4-75		205	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-95,4	0,0293	-10	0,1074
	75-74		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-70,2	0,0317	-6	0,0915
	74-73		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-49,3	0,0346	-2	0,0383
	73-72		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	53,0	0,0340	2	0,0438
72-71		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	74,2	0,0312	5	0,0607	

Окончание таблицы 13

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К12	71-70		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	97,4	0,0292	21	0,2128
	70-25		490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	166,5	0,0255	65	0,3898
$\Delta = \frac{22}{0,5 \cdot 318} \cdot 100 = 14,03\%, \quad \Delta Q_K^1 = -\frac{22}{1,75 \cdot 2,0032} = -6,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$								$\frac{\Sigma \Delta P = 22}{\Sigma / \Delta P = 318}$	Σ = 2,0032
$\Delta Q_K = -6,4 + \frac{(0,1337 + 0,3621) \cdot (-91,7) + (0,4415 + 0,1216) \cdot 20,5}{2,0032} = -23,3 \text{ м}^3/\text{ч}$									

Таблица 14 – Свод поправочных расходов

Номер контура (кольца)	Наименование показателя	По таблице 13	Номер последовательного приближения												Итого
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
К1	Ошибка в кольце, %	-41,18	9,10	6,71	3,65	2,15	1,32	0,82	0,53	0,34	0,22	0,14	0,09	0,06	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	39,03	-9,21	-6,88	-3,73	-2,19	-1,34	-0,84	-0,54	-0,34	-0,22	-0,15	-0,09	-0,06	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-41,18	9,10	6,71	3,65	2,15	1,32	0,82	0,53	0,34	0,22	0,14	0,09	0,06	-16,05
К2	Ошибка в кольце, %	-26,00	-6,64	1,83	2,03	1,37	0,88	0,56	0,36	0,24	0,15	0,10	0,07	0,04	-

Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Наименование показателя	По таблице 13	Номер последовательного приближения												Итого
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
К2	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	30,95	7,00	-1,91	-2,13	-1,44	-0,92	-0,59	-0,38	-0,25	-0,16	-0,11	-0,07	-0,05	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-26,00	-6,64	1,83	2,03	1,37	0,88	0,56	0,36	0,24	0,15	0,10	0,07	0,04	-25,01
К3	Ошибка в кольце, %	106,96	22,55	4,70	1,82	0,99	0,59	0,36	0,23	0,15	0,10	0,06	0,04	0,03	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-106,66	-21,49	-4,54	-1,77	-0,96	-0,58	-0,36	-0,23	-0,15	-0,10	-0,06	-0,04	-0,03	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	106,96	22,55	4,70	1,82	0,99	0,59	0,36	0,23	0,15	0,10	0,06	0,04	0,03	138,58
К4	Ошибка в кольце, %	0,38	0,24	-1,72	-0,45	0,13	0,28	0,27	0,22	0,16	0,11	0,08	0,05	0,03	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-0,32	-0,22	1,51	0,40	-0,12	-0,25	-0,24	-0,19	-0,14	-0,10	-0,07	-0,04	-0,03	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	0,38	0,24	-1,72	-0,45	0,13	0,28	0,27	0,22	0,16	0,11	0,08	0,05	0,03	-0,21

Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Наименование показателя	По таблице 13	Номер последовательного приближения												Итого
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
К5	Ошибка в кольце, %	-36,94	-6,28	-0,70	-0,08	0,06	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	34,00	5,65	0,64	0,07	-0,06	-0,07	-0,06	-0,05	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-36,94	-6,28	-0,70	-0,08	0,06	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	-43,63
К6	Ошибка в кольце, %	-137,49	-20,14	-3,80	-0,36	0,25	0,34	0,29	0,22	0,16	0,11	0,07	0,05	0,03	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	77,88	8,66	1,53	0,14	-0,10	-0,13	-0,11	-0,09	-0,06	-0,04	-0,03	-0,02	-0,01	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-137,49	-20,14	-3,80	-0,36	0,25	0,34	0,29	0,22	0,16	0,11	0,07	0,05	0,03	-160,28
К7	Ошибка в кольце, %	87,36	-4,61	-0,23	-0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-50,39	2,41	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	87,36	-4,61	-0,23	-0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	82,53

Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Наименование показателя	По таблице 13	Номер последовательного приближения												Итого
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
К8	Ошибка в кольце, %	15,27	1,96	0,14	0,07	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-11,93	-1,54	-0,11	-0,05	-0,06	-0,05	-0,04	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	15,27	1,96	0,14	0,07	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	17,71
К9	Ошибка в кольце, %	10,64	2,18	0,69	0,36	0,20	0,10	0,05	0,03	0,00	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-1,93	-0,37	-0,12	-0,06	-0,03	-0,02	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	10,64	2,18	0,69	0,36	0,20	0,10	0,05	0,03	0,00	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	14,20
К10	Ошибка в кольце, %	-28,31	-9,81	6,26	5,89	3,73	2,29	1,42	0,90	0,58	0,37	0,24	0,16	0,10	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	6,69	2,41	-1,54	-1,45	-0,92	-0,56	-0,35	-0,22	-0,14	-0,09	-0,06	-0,04	-0,03	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-28,31	-9,81	6,26	5,89	3,73	2,29	1,42	0,90	0,58	0,37	0,24	0,16	0,10	-16,18

Окончание таблицы 14

Номер контура (кольца)	Наименование показателя	По таблице 13	Номер последовательного приближения												Итого
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
К11	Ошибка в кольце, %	64,14	5,39	0,31	0,09	0,05	0,04	0,05	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-31,07	-2,49	-0,15	-0,05	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	64,14	5,39	0,31	0,09	0,05	0,04	0,05	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	70,13
К12	Ошибка в кольце, %	14,03	3,65	0,25	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-6,36	-1,99	-0,14	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
	Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	14,03	3,65	0,25	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,98

Таблица 15 – Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К1	1-2	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	617,8	0,0184	263	0,4253
	2-3	КК12	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	276,9	0,0225	135	0,4892
	3-4	КК12	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	222,7	0,0237	31	0,1385
	4-5		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	27,9	0,0396	1	0,0537
	5-6		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-41,5	0,0361	-2	0,0421
	6-7		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-86,2	0,0301	-13	0,1456
	7-8	КК11	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-147,3	0,0263	-41	0,2758
	8-9	КК11	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-210,5	0,0241	-58	0,2750
	9-10	К2	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-538,9	0,0190	-145	0,2687
	10-1	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-572,9	0,0187	-173	0,3014
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 861} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\Sigma \Delta P = 0}{\Sigma / \Delta P / = 861}$	
К2	1-10	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	572,9	0,0187	173	0,3014
	10-9	К1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	538,9	0,0190	145	0,2687
	9-11	КК11	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	266,1	0,0227	54	0,2035
	11-12	КК11	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	229,9	0,0235	40	0,1722
	12-13	К9	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	57,0	0,0334	4	0,0783
	13-14	К9	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	13,3	0,0338	0	0,0177
	14-15	К4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-108,4	0,0284	-9	0,0865
	15-16	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-138,1	0,0267	-16	0,1175
	16-17	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-153,1	0,0261	-18	0,1195
	17-18	К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-186,7	0,0248	-24	0,1300
	18-19	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-442,1	0,0200	-161	0,3640
19-1	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-481,2	0,0196	-187	0,3879	

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _н ×S, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 832} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P = 832}$	
К3	1-19	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	481,2	0,0196	187	0,3879
	19-18	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	442,1	0,0200	161	0,3640
	18-20	К6	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	204,7	0,0242	40	0,1950
	20-21	К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	174,2	0,0252	32	0,1810
	21-22		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	52,7	0,0340	6	0,1107
	22-23		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	37,4	0,0371	3	0,0675
	23-24		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	23,7	0,0375	1	0,0450
	24-25		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-2,9	0,1576	0	0,0186
	25-26	КК12	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-208,2	0,0241	-41	0,1975
	26-2	КК12	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-253,5	0,0230	-124	0,4906
2-1	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-617,8	0,0184	-263	0,4253	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 857} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P = 857}$	
К4	14-15	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	108,4	0,0284	9	0,0865
	15-16	К2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	138,1	0,0267	16	0,1175
	16-30	К6	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	35,3	0,0376	2	0,0571
	30-29	К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	68,9	0,0318	6	0,0903
	29-28	К7	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	285,0	0,0223	61	0,2143
	28-27	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	624,4	0,0183	321	0,5145
	27-38	К5	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-385,6	0,0207	-173	0,4480
	38-37	К5	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-320,1	0,0217	-241	0,7532
	37-36		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225×12,8	199,4	-47,8	0,0349	-6	0,1185

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К4	36-35	0	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-28,0	0,0396	-2	0,0601
	35-34	0	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-9,9	0,0454	0	0,0270
	34-33	К9	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-40,5	0,0363	-4	0,0964
	33-32	К9	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	5,0	0,0896	0	0,0270
	32-31	К9	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	43,7	0,0356	3	0,0730
	31-14	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	73,6	0,0313	6	0,0820
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 851} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P / = 851}$	
К5	28-27	К4	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-624,4	0,0183	-321	0,5145
	27-38	К4	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	385,6	0,0207	173	0,4480
	38-37	К4	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	320,1	0,0217	241	0,7532
	37-39		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	201,2	0,0243	68	0,3392
	39-40		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	173,4	0,0253	36	0,2050
	40-41		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-85,8	0,0301	-9	0,1064
	41-42		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-107,3	0,0285	-16	0,1488
	42-43		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-142,4	0,0265	-30	0,2122
43-28	К7	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-259,5	0,0228	-141	0,5436	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1035} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P / = 1035}$	
К6	16-30	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-35,3	0,0376	-2	0,0571
	30-29	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-68,9	0,0318	-6	0,0903
	29-44	К7	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	156,0	0,0259	35	0,2273
	44-45	К7	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	92,1	0,0296	17	0,1836
	45-46		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-67,1	0,0320	-5	0,0765

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К6	46-21		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-86,5	0,0301	-10	0,1168
	20-21	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-174,2	0,0252	-32	0,1810
	18-20	К3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-204,7	0,0242	-40	0,1950
	17-18	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	186,7	0,0248	24	0,1300
	16-17	К2	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	153,1	0,0261	18	0,1195
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 190} \cdot 100 = 0\%$								$\frac{\Sigma \Delta P = 0}{\Sigma / \Delta P / = 190}$	
К7	29-44	К6	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-156,0	0,0259	-35	0,2273
	44-45	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-92,1	0,0296	-17	0,1836
	45-50		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-104,9	0,0286	-12	0,1181
	50-49		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-81,6	0,0305	-9	0,1118
	49-48		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-60,4	0,0329	-4	0,0632
	48-47		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-36,6	0,0373	-3	0,0740
	47-43		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	12,4	0,0364	0	0,0337
	43-28	К5	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	259,5	0,0228	141	0,5436
	29-28	К4	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-285,0	0,0223	-61	0,2143
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 283} \cdot 100 = 0\%$								$\frac{\Sigma \Delta P = 0}{\Sigma / \Delta P / = 283}$	
К8	51-52		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	450,0	0,0199	204	0,4527
	52-53		560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	201,7	0,0243	104	0,5144
	53-54		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	191,7	0,0246	92	0,4774
	54-55	К9	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	65,7	0,0322	9	0,1387
	55-56	К9	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	37,7	0,0370	2	0,0627

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
К8	56-57	К9	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	16,9	0,0334	0	0,0211
	57-58	КК10	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-39,1	0,0367	-3	0,0778
	58-59	КК10	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-75,2	0,0311	-9	0,1184
	59-60	КК10	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-110,7	0,0283	-18	0,1640
	60-61		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-284,9	0,0223	-27	0,0952
	61-51		550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-410,7	0,0204	-354	0,8611
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 822} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\Sigma / \Delta P / = 822}$	
К9	54-55	К8	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-65,7	0,0322	-9	0,1387
	55-56	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-37,7	0,0370	-2	0,0627
	56-57	К8	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-16,9	0,0334	0	0,0211
	57-63	КК10	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-9,0	0,0501	0	0,0169
	63-12	КК10	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	24,8	0,0380	1	0,0282
	12-13	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-57,0	0,0334	-4	0,0783
	13-14	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-13,3	0,0338	0	0,0177
	34-33	К4	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	40,5	0,0363	4	0,0964
	33-32	К4	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-5,0	0,0896	0	0,0270
	32-31	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-43,7	0,0356	-3	0,0730
	31-14	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-73,6	0,0313	-6	0,0820
	34-62		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	74,9	0,0312	9	0,1267
62-54		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	95,2	0,0293	12	0,1255	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 52} \cdot 100 = 0 \%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\Sigma / \Delta P / = 52}$	

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
K10	57-58	K8	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	39,1	0,0367	3	0,0778
	58-59	K8	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	75,2	0,0311	9	0,1184
	59-60	K8	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	110,7	0,0283	18	0,1640
	57-63	K9	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	9,0	0,0501	0	0,0169
	63-12	K9	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-24,8	0,0380	-1	0,0282
	12-64	KK11	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	64,5	0,0323	8	0,1171
	64-65	KK11	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	7,0	0,0645	0	0,0253
	65-66	KK11	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-49,5	0,0345	-5	0,0929
	66-67		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-124,9	0,0274	-12	0,0962
	67-60		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-144,3	0,0264	-21	0,1429
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 76} \cdot 100 = 0\%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P / = 76}$	
K11	12-64	KK10	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-64,5	0,0323	-8	0,1171
	64-65	KK10	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-7,0	0,0645	0	0,0253
	65-66	KK10	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	49,5	0,0345	5	0,0929
	9-11	K2	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-266,1	0,0227	-54	0,2035
	11-12	K2	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-229,9	0,0235	-40	0,1722
	7-8	K1	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	147,3	0,0263	41	0,2758
	8-9	K1	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	210,5	0,0241	58	0,2750
	7-68		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	1,9	0,2353	0	0,0152
	68-69		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-15,5	0,0325	0	0,0235
	69-66		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-32,4	0,0384	-1	0,0396
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 206} \cdot 100 = 0\%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P / = 206}$	

Окончание таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Окончательное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d _n xS, мм	d, мм	Q _p , м ³ /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q _p
K12	25-26	K3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	208,2	0,0241	41	0,1975
	26-2	K3	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	253,5	0,0230	124	0,4906
	2-3	K1	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-276,9	0,0225	-135	0,4892
	3-4	K1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-222,7	0,0237	-31	0,1385
	4-75		205	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-142,7	0,0265	-21	0,1452
	75-74		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-117,5	0,0278	-16	0,1347
	74-73		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	-96,6	0,0292	-6	0,0635
	73-72		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	5,7	0,0786	0	0,0110
	72-71		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	26,9	0,0391	1	0,0276
	71-70		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	50,1	0,0345	6	0,1292
	70-25		490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8	199,4	119,2	0,0277	36	0,3034
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 418} \cdot 100 = 0\%$								$\frac{\sum \Delta P = 0}{\sum / \Delta P / = 418}$	

Таблица 16 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	Q_H , м ³ /ч	Q_P , м ³ /ч	Q_K , м ³ /ч	P_H , кПа	ΔP , Па	P_K , кПа
1-2	617,84	633,77	601,90	5,000	263	4,737
2-3	276,86	317,47	236,24	4,737	135	4,602
3-4	222,70	236,24	209,17	4,602	31	4,571
4-5	27,88	50,73	5,03	4,571	1	4,569
5-6	41,46	54,12	28,79	4,571	2	4,570
6-7	86,19	102,34	70,04	4,584	13	4,571
7-8	147,33	183,14	111,52	4,625	41	4,584
8-9	210,46	237,79	183,14	4,682	58	4,625
9-10	538,94	555,32	522,56	4,827	145	4,682
10-1	572,87	590,42	555,32	5,000	173	4,827
9-11	266,13	284,77	247,49	4,682	54	4,628
11-12	229,88	247,49	212,27	4,628	40	4,589
12-13	56,97	79,30	34,64	4,589	4	4,584
13-14	13,33	34,64	-7,99	4,584	0	4,584
14-15	108,43	122,35	94,52	4,594	9	4,584
15-16	138,12	153,89	122,35	4,610	16	4,594
16-17	153,13	170,45	135,80	4,628	18	4,610
17-18	186,70	202,94	170,45	4,652	24	4,628
18-19	442,08	461,66	422,50	4,813	161	4,652
19-1	481,25	500,83	461,66	5,000	187	4,813
18-20	204,66	219,56	189,76	4,652	40	4,612
20-21	174,15	189,76	158,55	4,612	32	4,581
21-22	52,66	61,19	44,14	4,581	6	4,575
22-23	37,42	44,14	30,70	4,575	3	4,573
23-24	23,73	30,70	16,75	4,573	1	4,572
24-25	2,86	22,47	-16,75	4,572	0	4,572
25-26	208,17	222,60	193,74	4,613	41	4,572
26-2	253,52	284,43	222,60	4,737	124	4,613
16-30	35,27	52,45	18,09	4,611	2	4,609
30-29	68,89	85,32	52,45	4,618	6	4,611
29-28	285,03	299,68	270,39	4,679	61	4,618
28-27	624,40	642,29	606,52	5,000	321	4,679
27-38	385,64	408,00	363,29	5,000	173	4,827
38-37	320,08	363,29	276,86	4,827	241	4,586
37-36	47,79	59,04	36,55	4,586	6	4,580
36-35	27,97	36,55	19,39	4,580	2	4,579
35-34	9,92	19,39	0,45	4,580	0	4,580
34-33	40,47	64,24	16,70	4,580	4	4,576
33-32	5,03	26,76	-16,70	4,576	0	4,576
32-31	43,74	60,72	26,76	4,578	3	4,575
31-14	73,62	86,53	60,72	4,584	6	4,578
37-39	201,20	217,82	184,58	4,586	68	4,518
39-40	173,35	184,58	162,12	4,518	36	4,482
40-41	85,76	95,64	75,88	4,492	9	4,482

Продолжение таблицы 16

Номер участка	Q_H , м ³ /ч	Q_P , м ³ /ч	Q_K , м ³ /ч	P_H , кПа	ΔP , Па	P_K , кПа
41-42	107,32	119,00	95,64	4,507	16	4,492
42-43	142,39	165,79	119,00	4,538	30	4,507
43-28	259,47	306,85	212,10	4,679	141	4,538
29-44	156,01	185,07	126,95	4,618	35	4,582
44-45	92,07	126,95	57,20	4,582	17	4,565
45-46	67,13	75,70	58,56	4,571	5	4,566
46-21	86,53	97,35	75,70	4,581	10	4,571
45-50	104,89	115,76	94,02	4,565	12	4,553
50-49	81,60	94,02	69,18	4,553	9	4,544
49-48	60,38	69,18	51,58	4,544	4	4,540
48-47	36,57	51,58	21,56	4,540	3	4,537
47-43	12,38	46,31	-21,56	4,538	0	4,537
51-52	450,02	452,49	447,56	5,000	204	4,796
52-53	201,74	206,86	196,63	4,796	104	4,692
53-54	191,70	196,63	186,77	4,692	92	4,601
54-55	65,74	82,35	49,13	4,601	9	4,592
55-56	37,74	49,13	26,35	4,592	2	4,589
56-57	16,86	26,35	7,37	4,589	0	4,589
57-58	39,08	57,80	20,36	4,592	3	4,589
58-59	75,23	92,65	57,80	4,601	9	4,592
59-60	110,72	128,80	92,65	4,619	18	4,601
60-61	284,93	285,66	284,20	4,646	27	4,619
61-51	410,68	415,71	405,66	5,000	354	4,646
57-63	8,99	27,73	-9,76	4,589	0	4,589
63-12	24,76	39,76	9,76	4,589	1	4,588
34-62	74,91	86,02	63,80	4,589	9	4,580
62-54	95,22	104,42	86,02	4,601	12	4,589
12-64	64,47	93,21	35,73	4,589	8	4,581
64-65	6,98	35,73	-21,76	4,581	0	4,581
65-66	49,54	77,33	21,76	4,587	5	4,582
66-67	124,93	133,24	116,62	4,599	12	4,587
67-60	144,32	155,41	133,24	4,619	21	4,599
7-68	1,91	9,19	-5,36	4,584	0	4,584
68-69	15,46	25,56	5,36	4,585	0	4,585
69-66	32,42	39,29	25,56	4,587	1	4,585
4-75	142,66	158,43	126,89	4,571	21	4,550
75-74	117,46	126,89	108,03	4,550	16	4,534
74-73	96,60	108,03	85,17	4,534	6	4,528
73-72	5,74	20,91	-9,44	4,528	0	4,528
72-71	26,91	32,91	20,91	4,529	1	4,528
71-70	50,06	67,21	32,91	4,536	6	4,529
70-25	119,24	171,27	67,21	4,572	36	4,536

Таблица 17 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети 1

Номер участка	l , м	$d_n \times S$, мм	d , мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
73-76	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3	81,4	37,87	0,0290	206	4,528	4,323
5-77	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57	20,89	0,0307	263	4,569	4,306
78-77	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	3,98	0,0348	22	4,306	4,283
6-79	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	7,96	0,0369	190	4,571	4,381
40-80	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-200x9,6	180,8	238,00	0,0223	66	4,482	4,416
80-81	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	10,42	0,0345	305	4,416	4,111
80-82	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6	113	140,91	0,0226	374	4,416	4,042
82-83	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57	12,78	0,0328	235	4,042	3,964
87-86	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	11,43	0,0337	345	4,177	3,833
86-80	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3	81,4	38,40	0,0289	239	4,416	4,177
82-84	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	60,09	0,0271	203	4,042	3,839
84-85	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3	81,4	13,57	0,0358	38	3,839	3,823
52-89	1030	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-225x10,8	203,4	229,61	0,0245	75	4,796	4,583
89-90	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57	13,81	0,0341	383	4,583	4,200
89-95	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	10,57	0,0344	601	4,583	3,982
95-96	460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	3,42	0,0331	56	3,982	3,926
89-91	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-180x8,6	162,8	172,52	0,0236	199	4,583	4,383
91-92	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-160x7,7	144,6	166,86	0,0223	237	4,383	4,258
92-93	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7	126,6	122,30	0,0241	295	4,258	3,963
93-94	710	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6	113	39,65	0,0311	111	3,963	3,852
61-88	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-90x4,3	81,4	60,00	0,0258	599	4,646	4,048

Таблица 18 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети

Номер участка	l , м	$d_n \times S$, мм	d , мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
97-98	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-250x11,9	226,2	340,02	0,0216	17	5,000	4,983
98-99	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7	126,6	167,44	0,0223	227	4,983	4,756
99-100	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-140x6,7	126,6	146,16	0,0231	268	4,756	4,487
100-101	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	51,75	0,0282	115	4,487	4,373
101-102	950	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57,0	12,99	0,0346	544	4,373	3,828
101-103	520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-50x2,4	45,2	9,01	0,0358	473	4,373	3,900
100-104	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	58,34	0,0273	226	4,487	4,261
104-105	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6	67,8	21,39	0,0319	331	4,261	3,930
98-106	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	50,19	0,0284	222	4,983	4,761
106-107	740	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57,0	18,66	0,0316	800	4,761	3,961
98-108	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	101,01	0,0238	222	4,983	4,761
108-109	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-110x5,3	99,4	61,23	0,0270	265	4,761	4,496
109-110	660	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6	67,8	26,40	0,0303	574	4,496	3,922
108-111	800	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-63x3,0	57,0	15,67	0,0330	637	4,761	4,124
97-112	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-125x6	113,0	88,01	0,0255	366	5,000	4,634
112-113	830	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6	67,8	22,00	0,0317	524	4,634	4,109
112-114	870	ПЭ 80 ГАЗ CDR 21-75x3,6	67,8	22,00	0,0317	550	4,634	4,084

1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [15]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа. Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 3 графической части.

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

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

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

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

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

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

$$p_{K.уч} > p_K \quad (42)$$

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

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

Давление газа в конце участка, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

$\sum \Delta P_C$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа².

Диаметры участков принимаются не менее 50 мм.

Расчет ориентировочного диаметра участков производится по формуле

$$d_p^{уч} = \sqrt[n]{\frac{ABpQ_{уч}^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см}, \quad (45)$$

где $d_p^{уч}$ – расчетный внутренний диаметр участка, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети.

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

p – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

$Q_{уч}$ – расход газа, проходящий по участку, м³/ч;

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

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

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

где $p_{H.уч}$ – начальное давление газа на участке, МПа;

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

$\Delta P_{доп}$ – допустимые потери давления на участке, МПа;

$l_{уч}$ – длина участка, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

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

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

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

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{\text{к.уч}} - p_{\text{п}} > 0, \quad (49)$$

где $p_{\text{к.уч}}$ – конечное давление газа на участке, МПа;

$p_{\text{п}}$ – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого соответствующим участком, МПа.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 19.

Таблица 19 – Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$, мм	Длина участка, l , м	Расход газа на участке, $Q_{уц}$, м ³ /ч	λ	Потери давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)$, МПа ²	Давление газа на участке	
						p_H , МПа	p_K , МПа
1-2	325x8 (309)	500	9143,2	0,0156	0,0027	0,250	0,244
2-3	273x8 (257)	840	8715,2	0,0161	0,0109	0,244	0,221
3-4	245x8 (229)	440	5939,9	0,0167	0,0049	0,221	0,209
4-5	152x5 (142)	240	5071,7	0,0183	0,0234	0,209	0,143
4-6	102x5 (92)	1150	868,2	0,0211	0,0331	0,209	0,104
3-7	152x5 (142)	660	2775,3	0,0187	0,0196	0,221	0,171
7-8	102x5 (92)	260	1725,0	0,0205	0,0288	0,171	0,017
7-9	114x5 (104)	1290	1050,3	0,0205	0,0286	0,171	0,022
2-10	89x5 (79)	2230	428,0	0,0224	0,0355	0,244	0,156

1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

Для снижения давления газа, поступающего в поселок из магистрального газопровода, проектируется газораспределительная станция.

С учетом планировки поселка, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются три 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 20.

Таблица 20 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРС	600	250	9143,2
ГРП №1	17	5	1725,0
ГРП №2	22	5	1050,3
ГРП №3	104	5	868,2
ГРП №4	156	5	428,0
Котельная	143	30	5071,7

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

- ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК2-200;
- ГРП №1 – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК2-200;
- ГРП №– газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК2-200;

– ГРП №3 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

– ГРП №4 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

– Котельная №1 – газорегуляторная установка с регулятором давления РДУК2-200;

Подбор типовых газорегуляторных пунктов сводится к определению их пропускной способности и коэффициент загрузки регулятора.

Регулятор давления РДУК2-200, стабильно работает с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

φ – коэффициент, зависящий от отношения p_1/p_2 ;

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

p_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

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

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

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

Q_P – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч.

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

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

$$\text{при } \left(\frac{p_2}{p_1} > 0,5\right) Q_P = 0,031 Q_{II} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{p_{Г1}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (53)$$

$$\text{при } \left(\frac{p_2}{p_1} < 0,5\right) Q_P = 0,0157 Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{p_{Г1}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (54)$$

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

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

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$p_{Г1}$ – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК2-200

Расчетный расход газа – 9143,2 м³/ч.

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

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

Диаметр седла клапана регулятора давления 105 мм.

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см².

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,857 кг/м³.

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

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,47 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,857}} = 24201 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 рассчитывается по формуле (50) и составляет

$$K_3 = \frac{9143,2}{24201,0} \cdot 100 = 37,8 \text{ \%}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №1 – регулятор РДУК2-200

Расчетный расход газа – 1725,0 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 17 кПа, абсолютное давление газа на входе 118,3 кПа. Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,857 кг/м³.

При $p_2/p_1 = 106/118 = 0,90$, $\varphi = 0,30$.

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,30 \cdot 118 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,857}} = 2591,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 рассчитывается по формуле (50) и составляет

$$K_3 = \frac{1725}{2591} \cdot 100 = 66,6 \text{ \%}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №2 – регулятор РДУК2-200

Расчетный расход газа – 1050,3 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 22 кПа, абсолютное давление газа на входе 123,4 кПа. Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,857 кг/м³.

При $p_2/p_1 = 106/123,4 = 0,86$, $\varphi = 0,34$.

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,34 \cdot 123,4 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,857}} = 3080,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 рассчитывается по формуле (50) и составляет

$$K_3 = \frac{1050,3}{3080,5} \cdot 100 = 34,1 \text{ \%}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №3 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 868,2 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 104 кПа, абсолютное давление газа на входе 205 кПа. Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,857 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=205$ кПа и расходе газа $Q = 868,2$ м³/ч, выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\text{П}}=442$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

Расчетная пропускная способность клапана при $p_2/p_1 = 106/205 = 0,52$ рассчитывается по формуле (54) и составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot 442 \frac{205}{\sqrt{0,857}} = 1536 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М рассчитывается по формуле (52) и составляет

$$K_3 = \frac{868,2}{1515} \cdot 100 = 57,29 \%$$

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

ГРП №4 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 428,0 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 156 кПа, абсолютное давление газа на входе 257 кПа. Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106 кПа.

Плотность газа – 0,857 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=257$ кПа и расходе газа $Q = 428,0$ м³/ч, выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\text{П}}=328$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

Расчетная пропускная способность клапана при $p_2/p_1 = 106/257 = 0,52$ рассчитывается по формуле (54) и составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot 328 \frac{257}{\sqrt{0,857}} = 1427 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М рассчитывается по формуле (52) и составляет

$$K_3 = \frac{428,0}{1427} \cdot 100 = 29,99 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах $10 \div 80\%$, регулятор будет работать стабильно.

ГРУ котельной №1 – регулятор РДУК2-200

Расчетный расход газа – $5071,7 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Избыточное давление газа до регулятора 143 кПа, абсолютное давление газа на входе 244,1 кПа. Избыточное давление газа после регулятора 30 кПа, абсолютное давление газа на выходе 131 кПа.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – $0,857 \text{ кг}/\text{м}^3$.

При $p_2/p_1 = 131/244,1 = 0,54$, $\varphi = 0,47$.

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,47 \cdot 244,1 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,857}} = 8457,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 рассчитывается по формуле (50) и составляет

$$K_3 = \frac{5071,7}{8457,1} \cdot 100 = 60,0 \%$$

Коэффициент загрузки регулятора давления РДУК2-200 лежит в желаемых пределах $10 \div 80\%$, регулятор будет работать стабильно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена газификация поселка Чунский Иркутской области, расход газа 29956 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 тупиковую сеть среднего давления и одну независимую сеть низкого давления. Одна из сетей низкого давления комбинированная другая тупиковая. Произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающей 0,1%; подобрано оборудование ГРП и ГРС.

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

Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения 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.

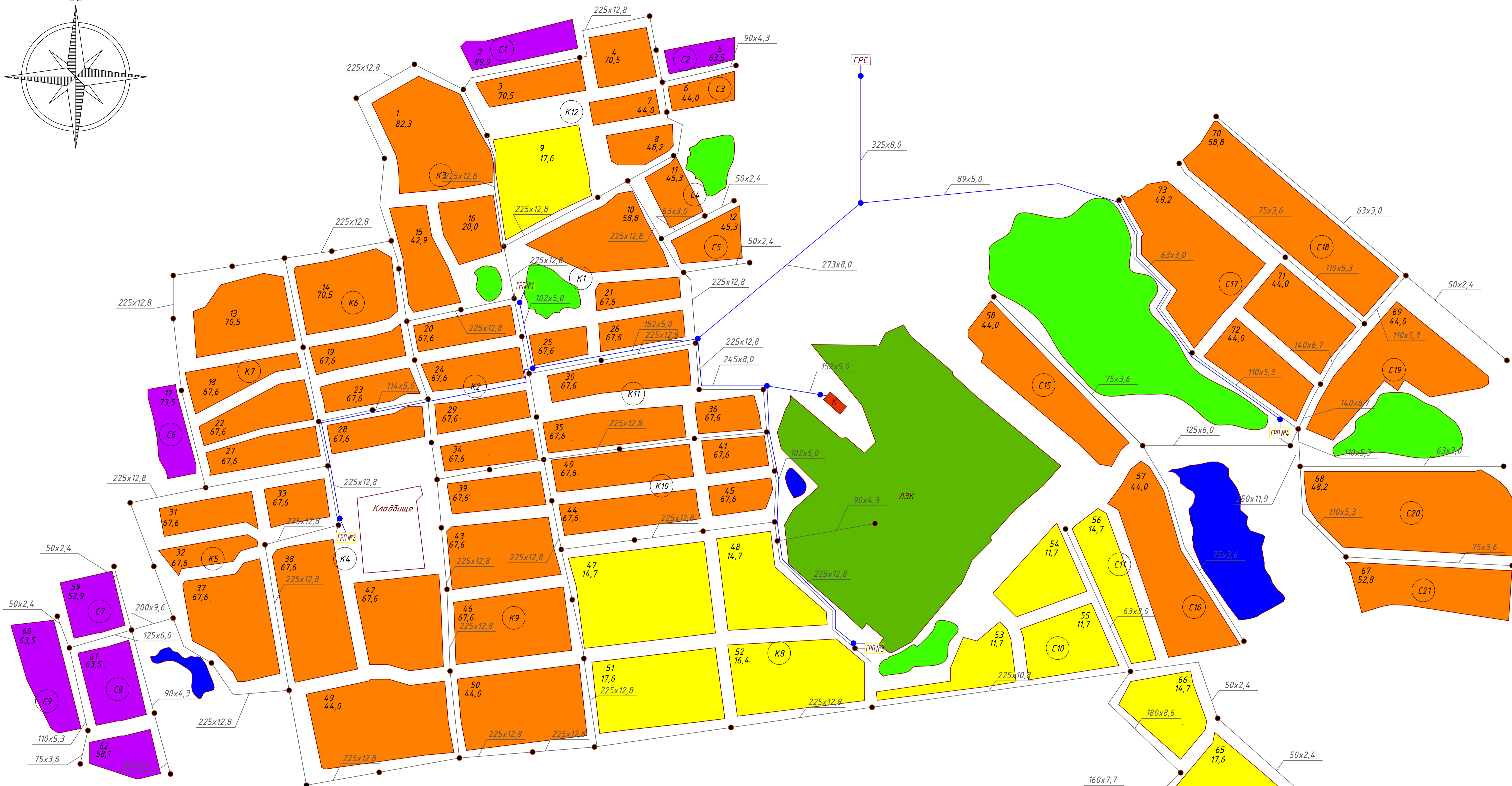
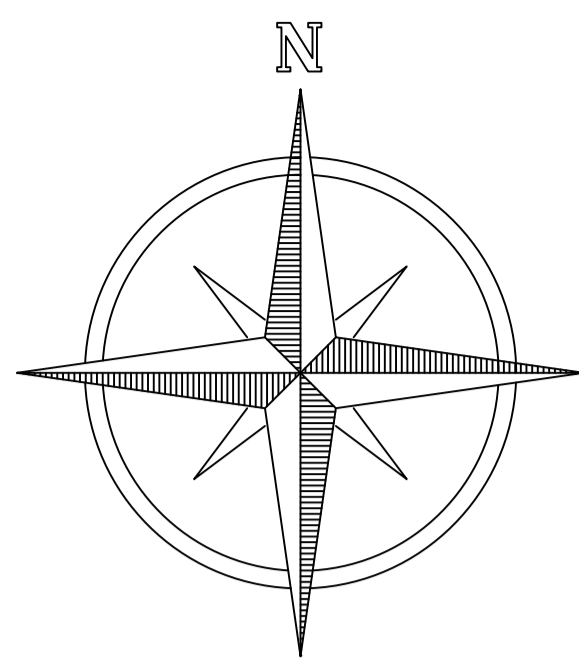
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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.

Генплан М1:7500

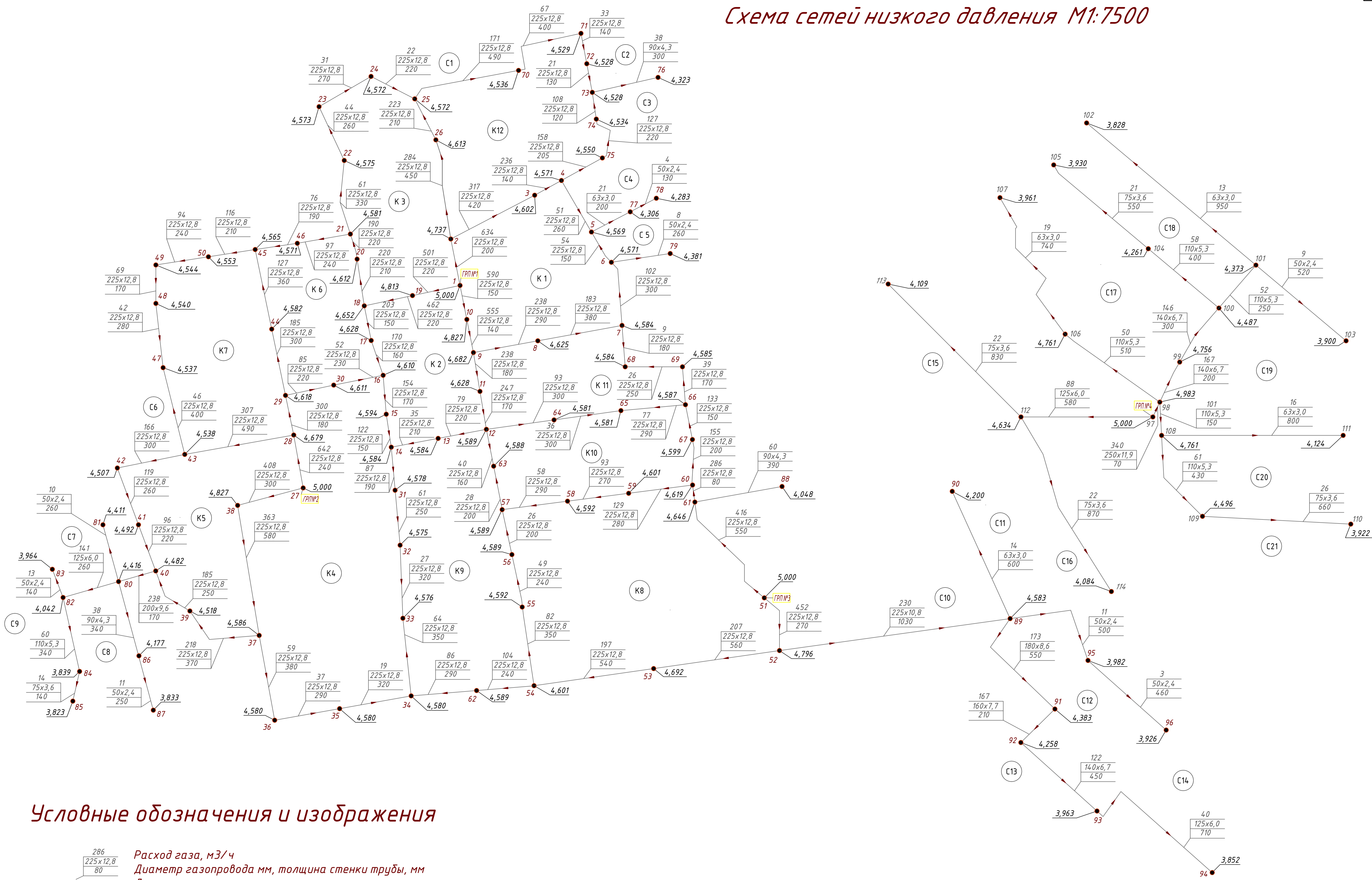


Условные обозначения и изображения

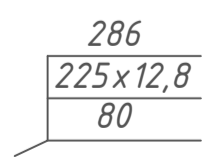
- Жилая зона ОВ и ГВС от котельной
- Жилая зона ОВ и ГВС от котельной, и индивидуальные источники тепла
- Индивидуальные источники теплоснабжения
- Лесозаготовительный комплекс (ЛЗК)
- ГРС Газораспределительная станция
- К Отопительная котельная
- ГРП №1 Проектируемый ГРП
- 5 Номер квартала
- 44,0 Расход газа кварталом м³/ч
- Газопровод среднего давления
- Газопровод низкого давления
- Зелёные насаждения
- К8 Номер сектора

БР- 08.03.01 - 411939548- 2023-ГС					
ФГАО ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно - строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мухин Д.С.				
Проверил	Оленев И.Б.				
Н.контр	Оленев И.Б.				
Зав.каф	Матвеева А.И.				
Разработка схемы газоснабжения п. Чунский				Стадия	Лист
Генплан п. Чунский М1:7500				У	1
				Листов	5
				ИСЗС	

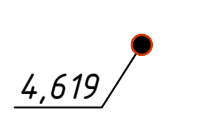
Схема сетей низкого давления М1:7500



Условные обозначения и изображения



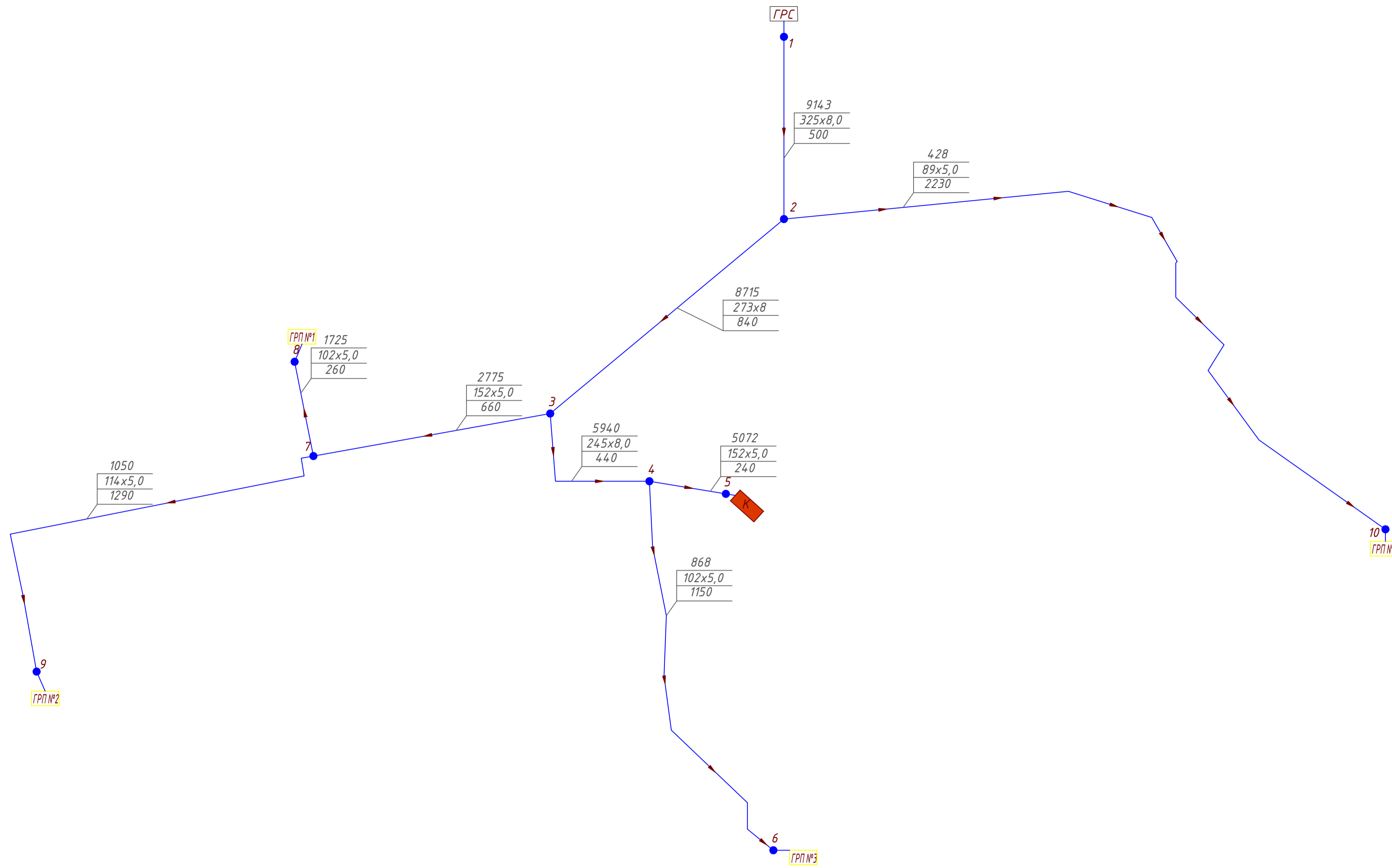
Расход газа, м³/ч
Диаметр газопровода мм, толщина стенки трубы, мм
Длина, м



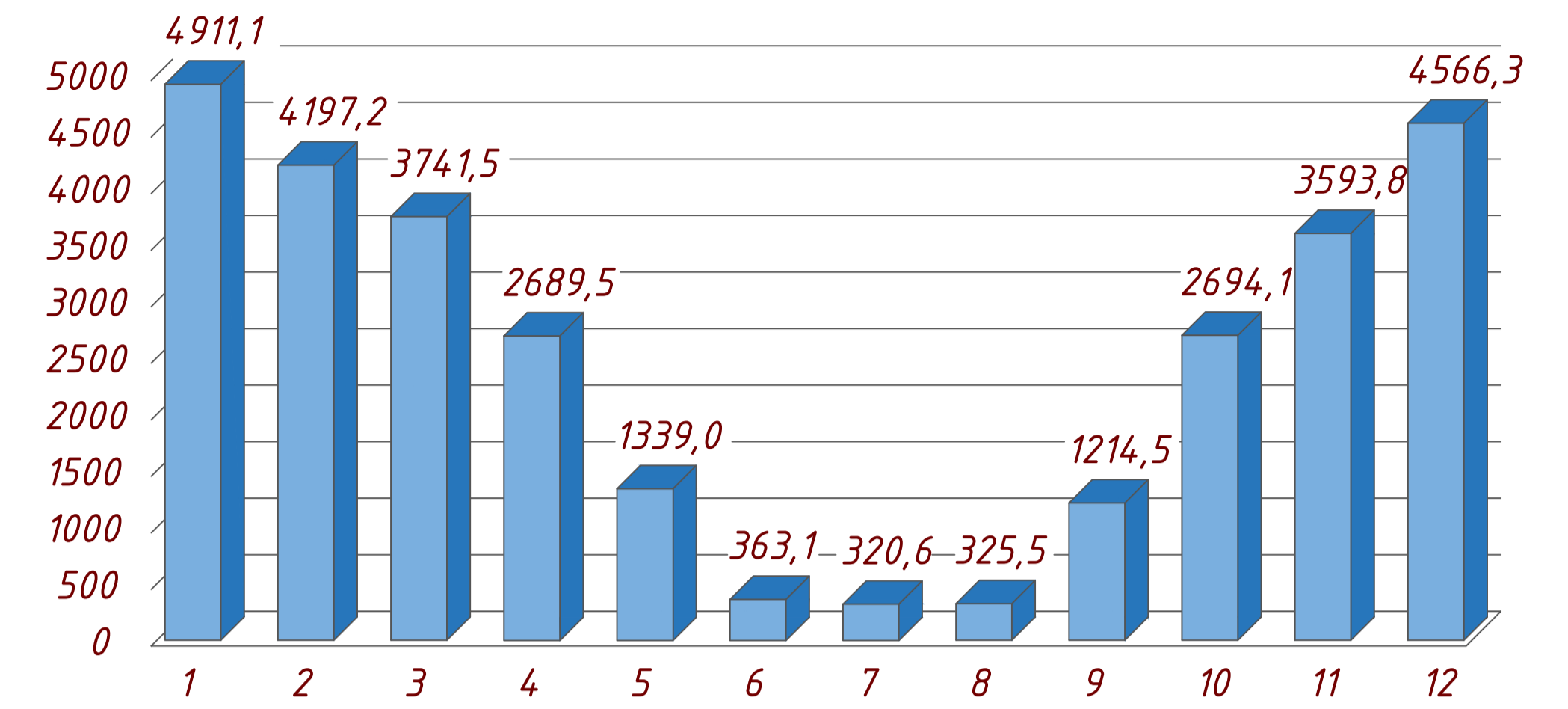
Давление газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа

БР- 08.03.01 - 411939548- 2023-ГС					
ФГАО ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно - строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мухин Д.С.				
Проверил	Оленев И.В.				
Н.контр	Оленев И.В.				
Зав.каф	Матвеева А.И.				
Разработка схемы газоснабжения п. Чунский				Стадия	Лист
Схема сети низкого давления М1:7500				У	2
				Листов	5
				ИСЗС	

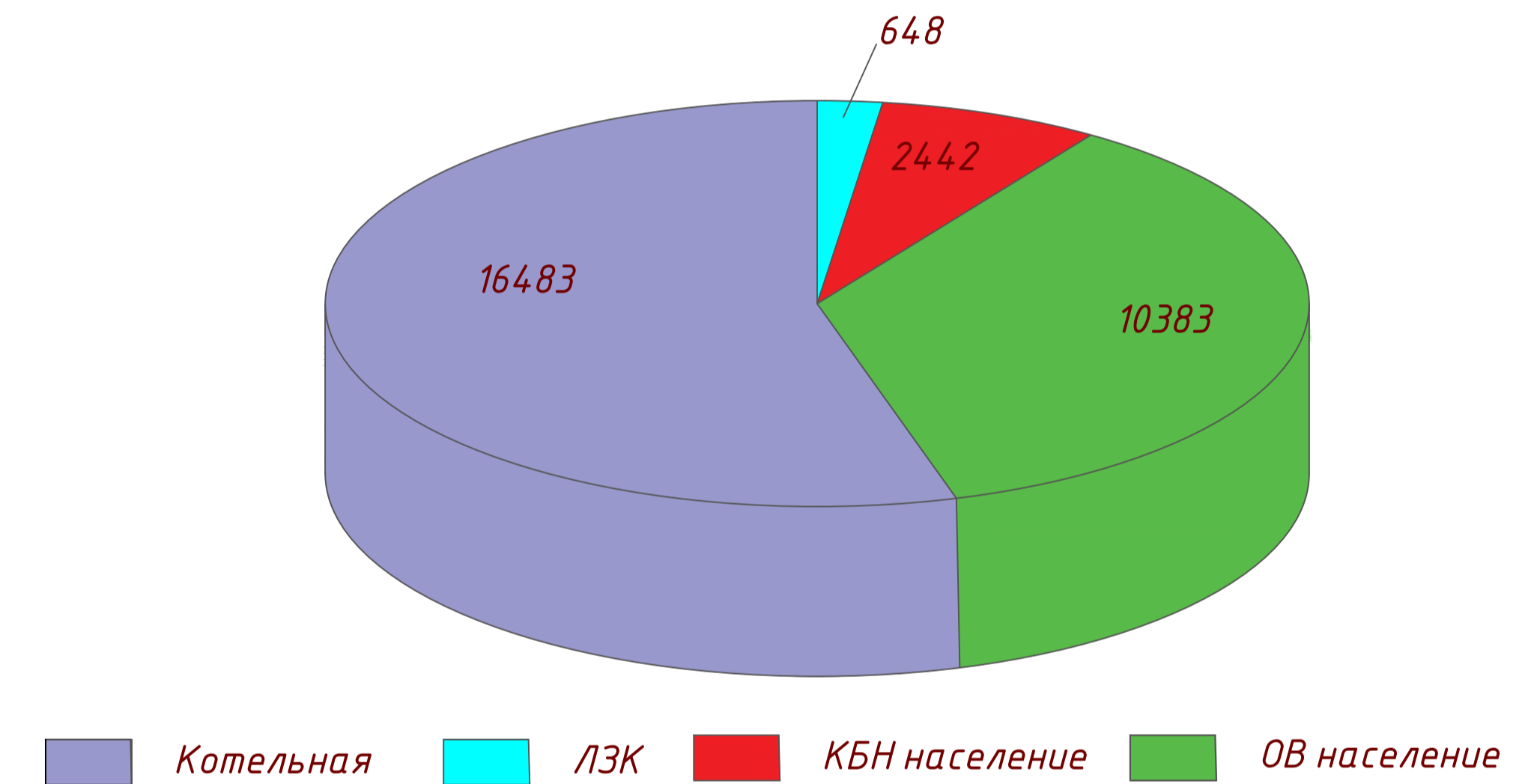
Схема сети среднего давления М1:7500



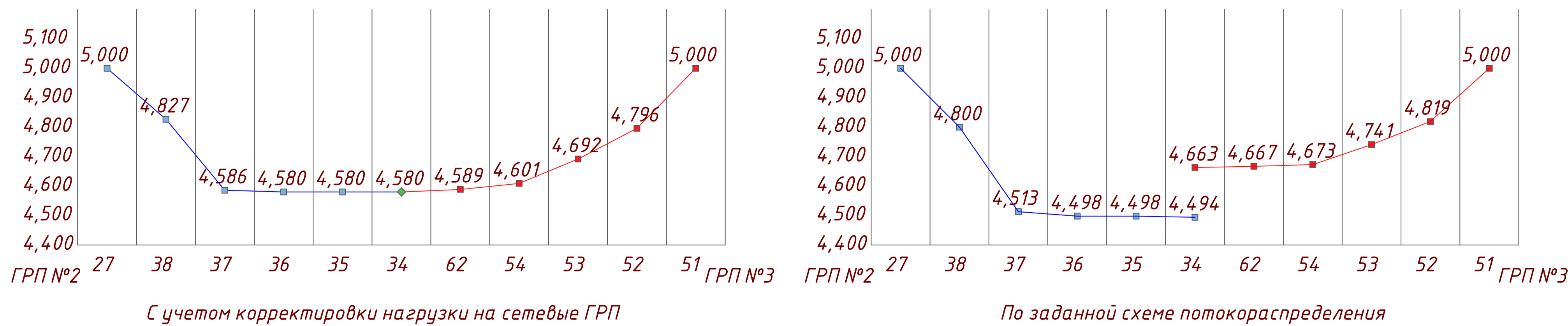
Расход газа по месяцам года, тыс.м3/мес



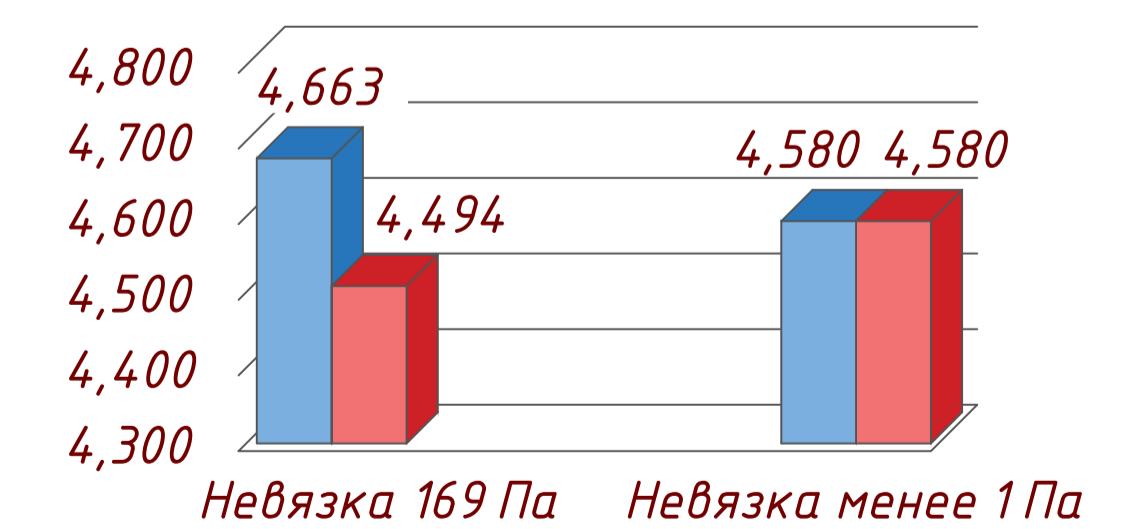
Расход газа по видам потребления, тыс.м3/год



Графики изменения давления газа по пути его следования от различных ГРП до узловой точке № 34



Результаты моделирования увязки давления в узловой точке № 34

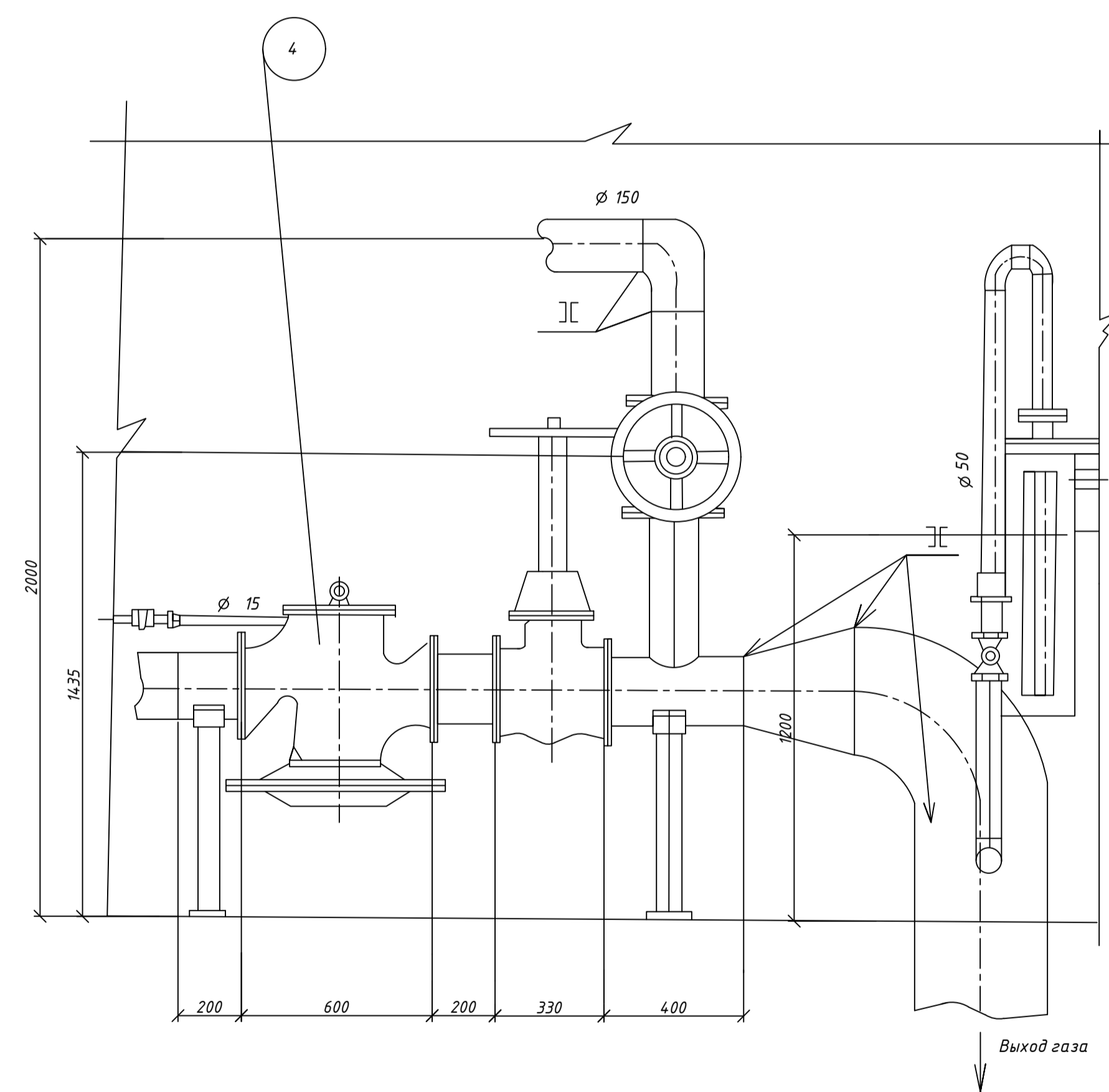
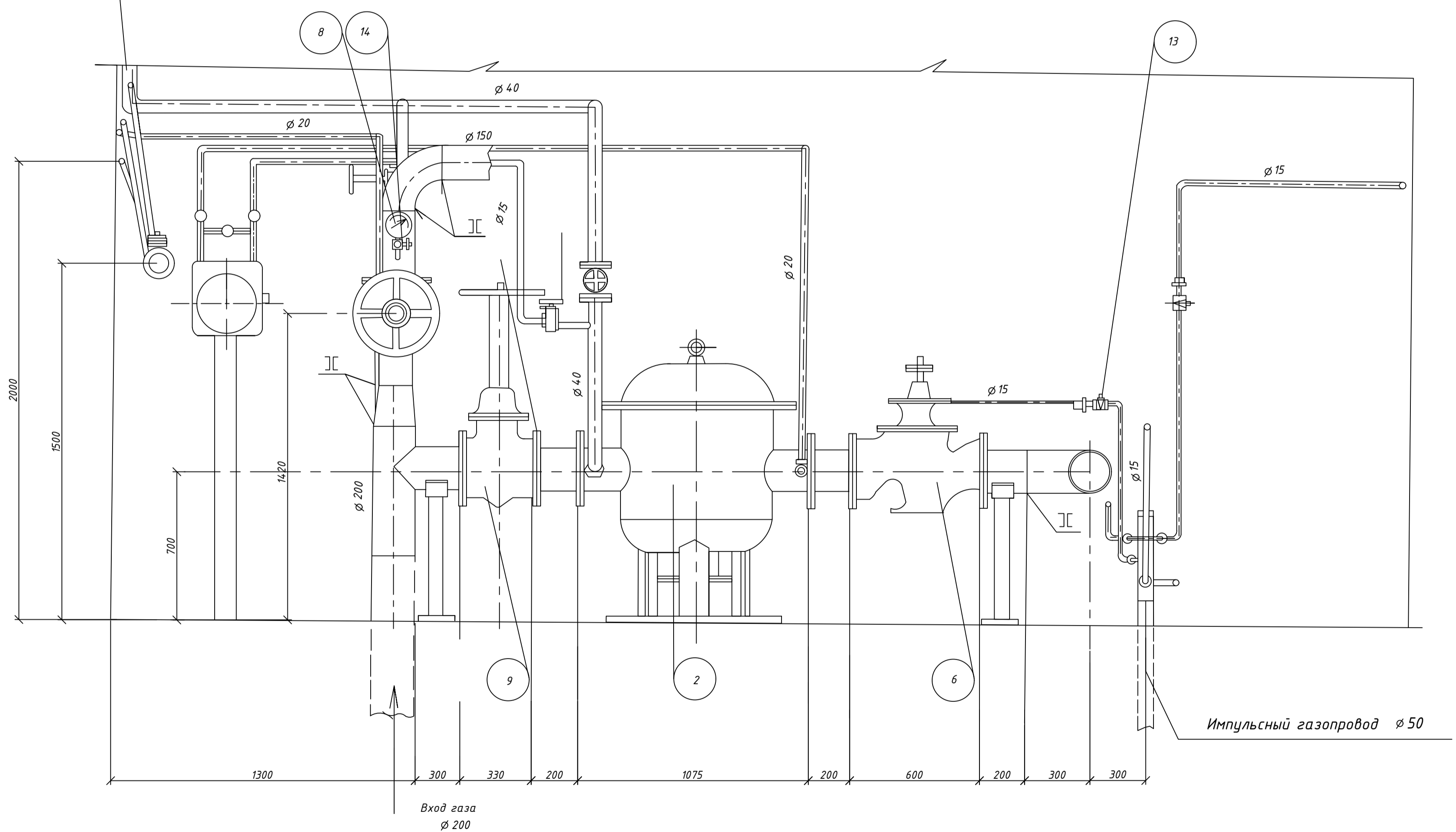


БР- 08.03.01 - 411939548 - 2023-ГС					
ФГАО ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно - строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Мухин Д.С.			
Проверил		Оленев И.Б.			
Н.контр.		Оленев И.Б.			
Зав.каф.		Матвеева А.И.			
Разработка схемы газоснабжения п. Чунский				Стадия	Лист
Схема сети среднего давления М1:7500				у	з
				Листов	5
				ИСЗЭС	

Сбросной газопровод $\varnothing 40$
 Вывести под покрытием через стену
 выше карниза крыши здания на 1 м.

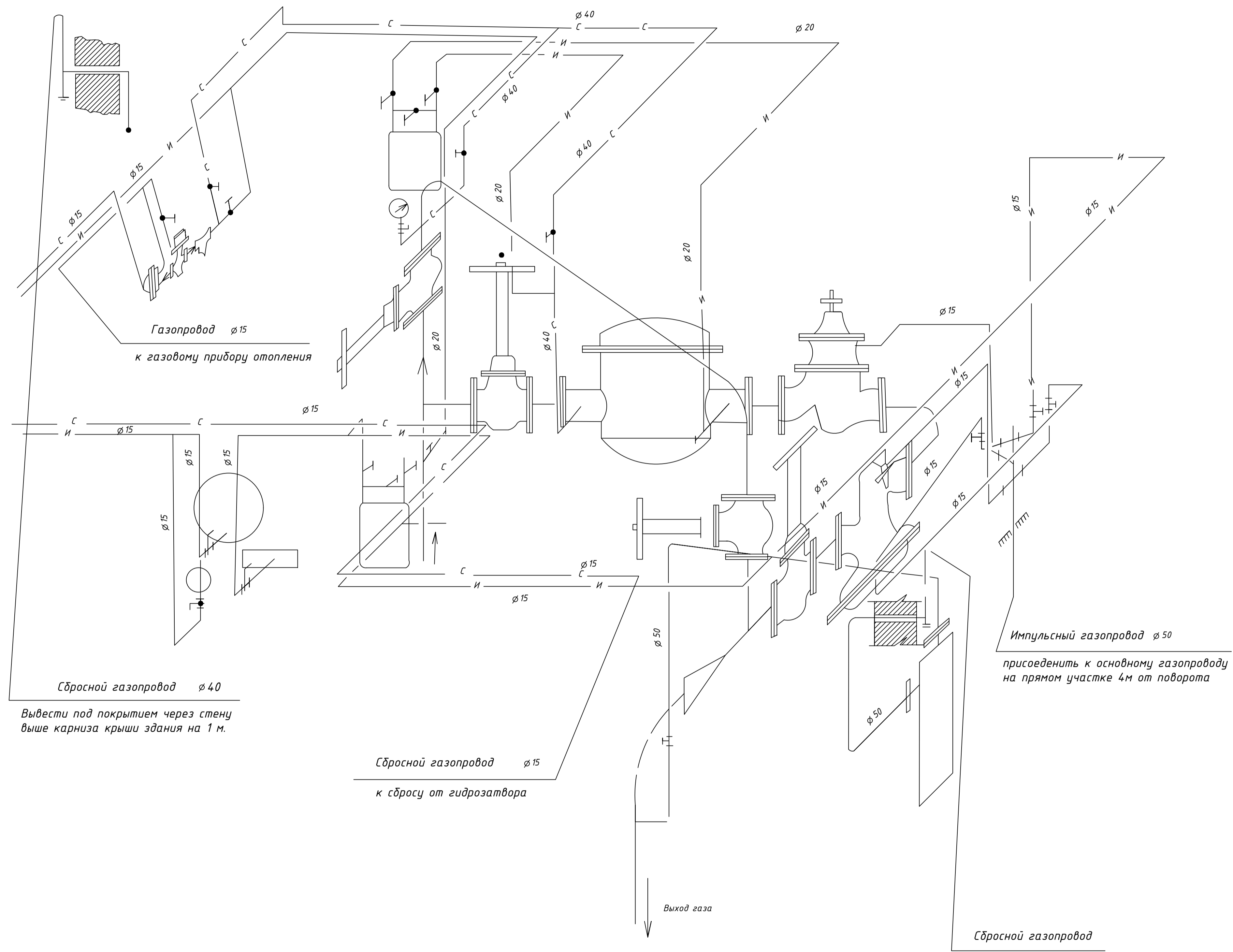
A

B



Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мухин Д.С.				
Проверил	Оленев И.Б.				
И.контр.	Оленев И.Б.				
Зав.каф.	Матвеева А.И.				

БР- 08.03.01 - 411939548 - 2023-ГС					
ФГАО ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно - строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мухин Д.С.				
Проверил	Оленев И.Б.				
И.контр.	Оленев И.Б.				
Зав.каф.	Матвеева А.И.				
Разработка схемы газоснабжения п. Чунский				Стадия	Лист
				У	4
Разрез А, Б ГРП с регулятором давления РДУК-2-200				ИСЗИС	



Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК 2-200

Обозначение	Наименование	Примечание
1	труба 159x6	
2	фильтр волосяной	
3	фильтр сетчатый	
4	регулятор давления РДУК 2-200	
5	регулятор давления РДК 2	
6	предохранительный клапан ПКП	
7	предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40М	
8	манометр	
9	затвор	
10	вентиль	
11	вентиль	
12	кран	
13	кран	
14	кран	

БР- 08.03.01-411939548- 2023-ГС					
ФГАО ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мухин Д.С.				
Проверил	Оленев И.Б.				
И.контр	Оленев И.Б.				
Зав.каф	Матвеева А.И.				
Разработка схемы газоснабжения п. Чунский				Стадия	Лист
				У	5
Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-200				ИСЗИС	

