

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Газоснабжение.....	5
1.1 Общие сведения о газификации села.....	6
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	10
1.4 Расчет потребления газа котельными села	22
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод)	23
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения села	24
1.7 Принципиальная схема газоснабжения села	25
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	25
1.9 Трассировка газовых сетей в селе.....	25
1.10 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления ..	26
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	74
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	83

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилой зоны с.Агинское» содержит 84 страницы текстового документа, 18 использованных источников, 6 листов графического материала.

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

Объект – с.Агинское.

Цели работы:

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

Выполнен расчет потребления газа как в целом по селу, 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 селе запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована 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 3 газорегуляторных пунктов.

Газификация села предполагается природным газом, добываемым на Омском месторождении. Материалы, представленные в работе, могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения с.Агинское.

ВВЕДЕНИЕ

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

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации с.Агинское, численность населения которого составляет 5800 человек. Газифицировать с.Агинское предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация с. Агинское 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 города 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 городов, использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 Мпа, необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

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

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

1.1 Общие сведения о газификации села

Село Агинское расположено в Саянском районе Красноярского края. Численность населения данного поселка составляет 5800 человек.

В поселке располагаются котельные: котельная «Школа №1» по улице Парковой 24А, котельная "ЦРБ, Большая" на улице Лесная 31В, котельная "МППМК" по улице Энергетиков 1Б, котельная "Ветеран" в микрорайоне Ветеран 1А.

Газифицировать с. Агинское предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95,2%, этан – 2,27%; пропан – 0,66%, бутан – 0,25%, пентан – 0,04%, углекислый газ – 0,3%, азот + редкие газы – 1,28%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{вн} = 22^{\circ}\text{C}$ [18];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{р.о} = -40^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{р.в.} = -40^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{ср.о} = -8,8^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $p_0 = 238$ дней [12].

Исходные данные для газификации жилого сектора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
1	40	720	Хлебозавод, ул. Заводская 4
2	150		Отопление и ГВС от котельной "МППМК" и автономные
3	60	1080	
4	70		Отопление и ГВС от котельной "МППМК" и автономные
5	80	1440	
6	210		От котельной "Ветеран"
7	80	1440	
8	70	1260	
9	110	1980	
10	130		Отопление и ГВС от котельных "МППМК" и "Большая" и автономные
11	80	1440	
12	90	1620	
13	120	2160	Гараж, Спортзал от котельной "Ветеран"

Продолжение таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
14	130	2340	
15	60	1080	
16	150	2700	
17	230	4140	
18	100		Отопление и ГВС от котельной "Большая" и автономные
19	110	1980	
20	130		Отопление и ГВС от котельной "Школа" и автономные
21	60	1080	
22	90	1620	
23	70		Отопление и ГВС от котельной "Школа" и автономные
24	110		Отопление и ГВС от котельной "Школа" и автономные
25	140	2520	
26	100	1800	
27	90	1620	
28	160	2880	
29	120	2160	
30	280	5040	
31	140	2520	
32	110	1980	
33	30	540	
34	100	1800	
35	130	2340	
36	100	1800	
37	130	2340	
38	110	1980	
39	150	2700	
40	220	3960	
41	130	2340	
42	90	1620	
43	50	900	
44	80	1440	
45	130	2340	
46	180	3240	
47	140	2520	
48	70	1260	
49	60	1080	
50	50	900	
51	60	1080	
52	120	2160	
Итого	5800		

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная "Школа №1"	ул. Парковая, 24А	1,65	5940
2	Котельная "ЦРБ, Большая"	ул. Лесная, 31В	1,85	6750
3	Котельная "МПК"	ул. Энергетиков, 1Б	2,00	4220
4	Котельная "Ветеран"	мкр. Ветеран, 1А	0,85	3200

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

$$Q_H^P = \frac{\sum (C_m H_n)_i \cdot Q_{H_i}^P}{100}, \text{ кДж/м}^3 \quad (1)$$

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

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

Плотность газа рассчитывается по формуле

$$\rho_\Gamma = \frac{\sum \delta_i \cdot \rho_i}{100}, \text{ кг/м}^3 \quad (2)$$

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 определяется по формуле

$$\nu_\Gamma = \frac{\mu_\Gamma}{\rho_\Gamma}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (3)$$

где μ_Γ - динамическая вязкость газа, Па·с;

ρ_Γ - плотность газовой смеси, кг/м³, рассчитывается по формуле (2).

Динамическая вязкость газа определяется по формуле

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

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

μ_i – динамическая вязкость i -го компонента в газе при н.у, Па·с.

Газифицировать село Агинское предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95,2%, этан – 2,27%; пропан – 0,66%, бутан – 0,25%, пентан – 0,04%, углекислый газ – 0,3%, азот + редкие газы – 1,28%.

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

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = \frac{95,2 \cdot 35840 + 2,27 \cdot 63730 + 0,66 \cdot 93370 + 0,25 \cdot 123770 + 0,04 \cdot 146340}{100} = 36550 \text{ кДж/м}^3$$

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

$$\rho_{\Gamma} = \frac{95,2 \cdot 0,7168 + 2,27 \cdot 1,3566 + 0,66 \cdot 2,019 + 0,25 \cdot 2,703 + 0,04 \cdot 3,221}{100} + \frac{1,28 \cdot 1,2505 + 0,3 \cdot 1,9768}{100} = 0,756 \text{ кг/м}^3$$

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

$$\mu_{\Gamma} = \frac{95,2 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 2,27 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 0,66 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,25 \cdot 68 \cdot 10^{-7} + 0,04 \cdot 2830 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{1,28 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 0,3 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000102 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

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

$$\nu_{\Gamma} = \frac{0,0000102}{0,756} = 0,0000135 \text{ м}^2/\text{с}$$

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, наличия 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, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

$$Q_{\text{ГОД}}^{\text{К}} = \frac{q_1^{\text{К}} \cdot n_1^{\text{К}} + q_2^{\text{К}} \cdot n_2^{\text{К}} + q_3^{\text{К}} \cdot n_3^{\text{К}}}{Q_{\text{Р}}^{\text{Н}}}, \text{ млн м}^3/\text{год} \quad (5)$$

где $q_1^{\text{К}}$ и $n_1^{\text{К}}$ – соответственно норма расхода теплоты на приготовление пищи при наличии в квартире централизованного горячего водоснабжения, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

$q_2^{\text{К}}$ и $n_2^{\text{К}}$ – 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;

$q_3^{\text{К}}$ и $n_3^{\text{К}}$ – 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;

$Q_{\text{Р}}^{\text{Н}}$ – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{\text{О.В.}} = \left[24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{\text{ВН}} - t_{\text{СР.О}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Р.О}}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{\text{ВН}} - t_{\text{СР.О}}}{t_{\text{ВН}} - t_{\text{Р.В}}} \right] \cdot \frac{q_{\text{О}} \cdot F \cdot n_{\text{О}}}{\eta_{\text{О}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}} \cdot 10^{-6}, \text{ млн. м}^3/\text{год} \quad (6)$$

где $t_{\text{ВН}}$, $t_{\text{Р.О}}$, $t_{\text{Р.В}}$, $t_{\text{СР.О}}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного

воздуха за отопительный сезон, принимается по СП131.13330.2018 «Строительная климатология», °С;

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

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

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

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

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

n_0 - продолжительность отопительного периода (со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее), принимается по СП 131.13330.2018 «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_p^H – то же, что в формуле (5).

Часовой расход газа в жилых домах и на коммунально-бытовые нужды рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}}^j = \frac{Q_{\text{ГОД}}^j \cdot 10^6}{m^j}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7)$$

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 на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч(О.В)}} = \frac{Q_{\text{О.В}} \cdot 10^6}{m_{\text{О.В}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (8)$$

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

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

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

$$m_{O.B.} = n_0 \left[24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B}} \right], \text{ ч/год} \quad (9)$$

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

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет $Q_p^H = 36550$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, МДж [16].

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
1	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	10,944
2	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	32,969
	50	Приготовление пищи	4100	112,2	
3	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	16,416
4	30	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	12,695
	40	Приготовление пищи	4100	112,2	
5	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	21,888
6	210	Приготовление пищи	4100	112,2	23,557
7	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	21,888
8	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	19,152
9	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	30,296
10	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	27,497
	50	Приготовление пищи	4100	112,2	
11	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	21,888

Продолжение таблицы 3

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
12	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	24,624
13	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	32,832
14	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	35,568
15	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	16,416
16	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	41,040
17	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	62,927
18	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	24,131
	20	Приготовление пищи	4100	112,2	
19	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	30,096
20	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	32,339
	20	Приготовление пищи	4100	112,2	
21	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	16,416
22	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	24,624
23	30	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	12,695
	40	Приготовление пищи	4100	112,2	
24	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	26,867
	20	Приготовление пищи	4100	112,2	
25	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	38,304
26	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	27,360
27	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	24,624
28	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	43,776
29	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	32,832
30	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	76,607

Окончание таблицы 3

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
31	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	38,304
32	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	30,096
33	30	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	8,208
34	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	27,360
35	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	35,568
36	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	27,360
37	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	35,568
38	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	30,096
39	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	41,040
40	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	60,192
41	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	35,568
42	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	24,624
43	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	13,680
44	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	21,888
45	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	35,568
46	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	49,248
47	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	38,304
48	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	19,152
49	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	16,416
50	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	13,680
51	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	16,416
52	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	32,832
Всего					1514,236

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 1514,24 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа взят из таблицы 3. Число часов использования максимума, ч/год [16].

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	10,944	1800	6,1
2	32,969	1800	18,3
3	16,416	1800	9,1
4	12,695	1800	7,1
5	21,888	1800	12,2
6	23,557	1800	13,1
7	21,888	1800	12,2
8	19,152	1800	10,6
9	30,096	1800	16,7
10	27,497	1800	15,3
11	21,888	1800	12,2
12	24,624	1800	13,7
13	32,832	1800	18,2
14	35,568	1800	19,8
15	16,416	1800	9,1
16	41,040	1800	22,8
17	62,927	1800	35,0
18	24,131	1800	13,4
19	30,096	1800	16,7
20	32,339	1800	18,0
21	16,416	1800	9,1
22	24,624	1800	13,7
23	12,695	1800	7,1
24	26,867	1800	14,9
25	38,304	1800	21,3
26	27,360	1800	15,2
27	24,624	1800	13,7
28	43,776	1800	24,3
29	32,832	1800	18,2
30	76,607	1800	42,6

Окончание таблицы 4

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
31	38,304	1800	21,3
32	30,096	1800	16,7
33	8,208	1800	4,6
34	27,360	1800	15,2
35	35,568	1800	19,8
36	27,360	1800	15,2
37	35,568	1800	19,8
38	30,096	1800	16,7
39	41,040	1800	22,8
40	60,192	1800	33,4
41	35,568	1800	19,8
42	24,624	1800	13,7
43	13,680	1800	7,6
44	21,888	1800	12,2
45	35,568	1800	19,8
46	49,248	1800	27,4
47	38,304	1800	21,3
48	19,152	1800	10,6
49	16,416	1800	9,1
50	13,680	1800	7,6
51	16,416	1800	9,1
52	32,832	1800	18,2
Всего			841,6

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в с. Агинское по результатам расчета из таблицы 4 равен 631,8 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1;
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 670$ кДж/ч на 1 м² жилой площади [16].

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

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
1	720	63,204
3	1080	94,805
5	1440	126,407
7	1440	126,407
8	1260	110,606
9	1980	173,810
11	1440	126,407
12	1620	142,208
13	2160	189,611
14	2340	205,412
15	1080	94,805
16	2700	237,014
17	4140	363,421
19	1980	173,810
21	1080	94,805
22	1620	142,208
25	2520	221,213
26	1800	158,009
27	1620	142,208
28	2880	252,815
29	2160	189,611
30	5040	442,424
31	2520	221,213
32	1980	173,810
33	540	47,403
34	1800	158,009
35	2340	205,412
36	1800	158,009
37	2340	205,412
38	1980	173,810
39	2700	237,014
40	3960	347,620
41	2340	205,412
42	1620	142,208
43	900	79,005
44	1440	126,407
45	2340	205,412
46	3240	284,416
47	2520	221,213
48	1260	110,606
49	1080	94,805
50	900	79,005
51	1080	94,805
52	2160	189,611
Всего		7631,838

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 7631,84 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 6. Годовой расход взят газа из таблицы 5.

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

$$m_{0.в} = 238 \cdot \left[24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{22 - (-8,8)}{22 - (-40)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot \frac{22 - (-8,8)}{22 - (-40)} \right] = 3831 \text{ ч/год}$$

Таблица 6 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	63,204	3831	16,5
3	94,805	3831	24,7
5	126,407	3831	33,0
7	126,407	3831	33,0
8	110,606	3831	28,9
9	173,810	3831	45,4
11	126,407	3831	33,0
12	142,208	3831	37,1
13	189,611	3831	49,5
14	205,412	3831	53,6
15	94,805	3831	24,7
16	237,014	3831	61,9
17	363,421	3831	94,9
19	173,810	3831	45,4
21	94,805	3831	24,7
22	142,208	3831	37,1
25	221,213	3831	57,7
26	158,009	3831	41,2
27	142,208	3831	37,1
28	252,815	3831	66,0
29	189,611	3831	49,5
30	442,425	3831	115,5
31	221,213	3831	57,7
32	173,810	3831	45,4
33	47,403	3831	12,4
34	158,009	3831	41,2
35	205,412	3831	53,6
36	158,009	3831	41,2
37	205,412	3831	53,6
38	173,810	3831	45,4
39	237,014	3831	61,9
40	347,620	3831	90,7

Окончание таблицы 6

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
41	205,412	3831	53,6
42	142,208	3831	37,1
43	79,005	3831	20,6
44	126,407	3831	33,0
45	205,412	3831	53,6
46	284,416	3831	74,2
47	221,213	3831	57,7
48	110,606	3831	28,9
49	94,805	3831	24,7
50	79,005	3831	20,6
51	94,805	3831	24,7
52	189,611	3831	49,5
Всего			1991,7

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в с. Агинское по результатам расчета из таблицы 6 равен 1991,7 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне с. Агинское сведен в таблицу 7.

Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	10,944	63,204	74,148
2	32,969	-	32,969
3	16,416	94,805	111,221
4	12,695	-	12,695
5	21,888	126,407	148,295
6	23,557	-	23,557
7	21,888	126,407	148,295
8	19,152	110,606	129,758
9	30,096	173,810	203,906
10	27,497	-	27,497
11	21,888	126,407	148,295
12	24,624	142,208	166,832
13	32,832	189,611	222,443
14	35,568	205,412	240,980
15	16,416	94,805	111,221
16	41,040	237,014	278,054
17	62,927	363,421	426,348
18	24,131	-	24,131

Окончание таблицы 7

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
19	30,096	173,810	203,906
20	32,339	-	32,339
21	16,416	94,805	111,221
22	24,624	142,208	166,832
23	12,695	-	12,695
24	26,867	-	26,867
25	38,304	221,213	259,517
26	27,360	158,009	185,369
27	24,624	142,208	166,832
28	43,776	252,815	296,591
29	32,832	189,611	222,443
30	76,607	442,425	519,032
31	38,304	221,213	259,517
32	30,096	173,810	203,906
33	8,208	47,403	55,611
34	27,360	158,009	185,369
35	35,568	205,412	240,980
36	27,360	158,009	185,369
37	35,568	205,412	240,980
38	30,096	173,810	203,906
39	41,040	237,014	278,054
40	60,192	347,620	407,812
41	35,568	205,412	240,980
42	24,624	142,208	166,832
43	13,680	79,005	92,685
44	21,888	126,407	148,295
45	35,568	205,412	240,980
46	49,248	284,416	333,664
47	38,304	221,213	259,517
48	19,152	110,606	129,758
49	16,416	94,805	111,221
50	13,680	79,005	92,685
51	16,416	94,805	111,221
52	32,832	189,611	222,443
Сумма			10600,118

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в с. Агинское составляет 310600,118 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне с. Агинское сведен в таблицу 8. Исходные данные: таблицы 6 и 8.

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	6,1	16,5	22,6
2	18,3	-	18,3
3	9,1	24,7	33,8
4	7,1	-	7,1
5	12,2	33,0	45,2
6	13,1	-	13,1
7	12,2	33,0	45,2
8	10,6	28,9	39,5
9	16,7	45,4	62,1
10	15,3	-	15,3
11	12,2	33,0	45,2
12	13,7	37,1	50,8
13	18,2	49,5	67,7
14	19,8	53,6	73,4
15	9,1	24,7	33,8
16	22,8	61,9	84,7
17	35,0	94,9	129,9
18	13,4	-	13,4
19	16,7	45,4	62,1
20	18,0	-	18,0
21	9,1	24,7	33,8
22	13,7	37,1	50,8
23	7,1	-	7,1
24	14,9	-	14,9
25	21,3	57,7	79,0
26	15,2	41,2	56,4
27	13,7	37,1	50,8
28	24,3	66,0	90,3
29	18,2	49,5	67,7
30	42,6	115,5	158,1
31	21,3	57,7	79,0
32	16,7	45,4	62,1
33	4,6	12,4	17,0
34	15,2	41,2	56,4
35	19,8	53,6	73,4
36	15,2	41,2	56,4
37	19,8	53,6	73,4
38	16,7	45,4	62,1
39	22,8	61,9	84,7
40	33,4	90,7	124,1
41	19,8	53,6	73,4
42	13,7	37,1	50,8
43	7,6	20,6	28,2

Окончание таблицы 8

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
44	12,2	33,0	45,2
45	19,8	53,6	73,4
46	27,4	74,2	101,6
47	21,3	57,7	79,0
48	10,6	28,9	39,5
49	9,1	24,7	33,8
50	7,6	20,6	28,2
51	9,1	24,7	33,8
52	18,2	49,5	67,7
Сумма			2833,3

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в с. Агинское составляет 2833,3 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными села

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в девяти котельных, расположенных в поселке. Исходные данные к расчету приведены в таблице 2.

Годовой расхода газа в целом по котельной определяется по формуле

$$Q_{\text{Год}}^{\text{P}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_{\text{H}} \cdot (\eta/100)}, \text{млн. м}^3/\text{год} \quad (10)$$

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

Q_{H}^{P} – то же, что в формуле (5).

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

Требуемый часовой расход газа на котел определяется по формуле

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

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

Q_{H}^{P} – то же, что в формуле (5);

η – то же, что в формуле (10).

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа	
	Гкал/ч	Гкал/год		м ³ /час	тыс м ³ /год
Котельная "Школа №1", ул. Парковая, 24А	1,65	5940	90	210,0	756,066
Котельная "ЦРБ, Большая", ул. Лесная, 31В	1,85	6750	90	235,5	859,166
Котельная "МППМК", ул. Энергетиков, 1Б	2	4220	90	254,6	537,138
Котельная "Ветеран", мкр. Ветеран, 1А	0,85	3200	90	108,2	407,308
Всего				808,3	2559,678

Для газоснабжения котельных села Агинское требуется 2559,678 тыс.м³/год газа.

1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод)

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

Количество расчетных единиц потребления для хлебозаводов определяется по формуле

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

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

N_i - численность населения, чел.;

δ^X - процент охвата населения услугами хлебозавода, %.

Годовой расход газа, потребляемого хлебозаводами, определяется по формуле

$$Q_{\text{ГОД}}^X = \frac{q^X \cdot n^X}{Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \text{ млн. м}^3/\text{год} \quad (13)$$

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

Q_H^P - то же, что в формуле (5).

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

$$n^X = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 5800 = 1481,9 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{ГОД}}^X = \frac{2500 \cdot 1481,9}{36550} \cdot 10^{-3} = 0,101 \text{ млн. м}^3/\text{год}$$

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

$$Q_{\text{Ч}}^j = \frac{0,101 \cdot 10^6}{6000} = 16,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения села

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

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

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
КБП население	841,6	1514,236
ОВ население	1991,7	7631,838
Население	2833,3	9146,074
Котельная "Школа №1", ул. Парковая, 24А	210,0	756,066
Котельная "ЦРБ, Большая", ул. Лесная, 31В	235,5	859,166
Котельная "МПМК", ул. Энергетиков, 1Б	254,6	537,138
Котельная "Ветеран", мкр. Ветеран, 1А	108,2	407,308
Хлебозавод	16,9	101,361
Всего	3658,5	11807,113

1.7 Принципиальная схема газоснабжения села

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

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГГРП, которая размещается на северо-западе села, и комбинированной сети низкого давления.

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

Котельные и хлебозавод запитываются из сети низкого давления.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

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

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

1.9 Трассировка газовых сетей в селе

На территории села Агинское газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются подземно.

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

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

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

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных

условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

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

При газификации села Агинское в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными по экономическим соображениям.

1.10 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления

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

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

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

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

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

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

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

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

$$\Delta p = \Delta p_{\text{ТР}} + \Delta p_{\text{М.С.}}, \text{ Па} \quad (14)$$

где $\Delta p_{\text{ТР}}$ - потери давления на трение, Па;

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

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

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

где p_H - давление в начале газопровода, Па;

p_K - давление в конце газопровода, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V – то же, что в формуле (15);

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - длина газопровода, м.

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

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{V}{d \cdot v}, \quad (18)$$

где V - то же, что в формуле (15);

d - то же, что в формуле (17);

v - то же, что в формуле (16).

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 - то же, что в формуле (17).

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

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

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

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

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

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

- для турбулентного режима движения газа ($\text{Re} > 4000$) безразмерный коэффициент гидравлического трения для гидравлически гладкой стенки при $\text{Re} \left(\frac{k}{d} \right) < 23$, определяется при $4000 > \text{Re} > 100000$ по формуле Блазиуса (22) и при $\text{Re} > 100000$ формуле Альтшуля (23)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}}, \quad (22)$$

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

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

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

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

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

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

где $\sum \Delta P$ - 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

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

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 – то же, что в формуле (17);

ρ - то же, что в формуле (17);

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;

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

$\sum \frac{\Delta P}{Q_p}$ - зависимость потерь давления и расхода в кольце. p

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

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

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

$\left(\frac{\Delta P}{Q_p} \right)_n$ - 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 $\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м³/ч;

$(\Delta P/Q_p)_n$ - то же, что в формуле (28);

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

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

$\sum(\Delta P/Q)_i$ - 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 - расчетный расход газа на участке кольца, м³/ч;

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

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

где d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

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

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

Q_p - то же, что в формуле (26);

$\Delta P_{уд}$ - 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 $\Delta P_{доп}$ - 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 – то же, что в формуле (17);

l - длина участка, м.

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

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

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерно 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_T - транзитный расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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

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

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

Путевой расход газа — это расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

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

l - длина участка, м.

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

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

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

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

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

Таблица 11 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура(сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №1	7	45,2	270,9	5040	0,0538
	13	67,7			
	14	73,4			
	21	33,8			
	27	50,8			
Контур №2	26	56,4	56,4	3020	0,0187
Контур №3	4	7,1	163,6	3550	0,0461
	5	45,2			
	10	15,3			
	11	45,2			
	12	50,8			
Контур №4	16	84,7	214,6	3850	0,0557
	17	129,9			
Контур №5	39	84,7	282,2	2960	0,0953
	40	124,1			
	41	73,4			
Контур №6	42	50,8	84,6	3360	0,0252
	49	33,8			
Контур №7	18	13,4	453,7	7360	0,0616
	25	79			
	30	158,1			
	31	79			
	32	62,1			
	19	62,1			
Контур №8	37	73,4	203,2	3250	0,0625
	38	62,1			
	29	67,7			
Контур №9	20	18	40	3400	0,0118
	23	7,1			
	24	14,9			
Сектор №1	1	22,6	22,6	730	0,0310
Сектор №2	2	18,3	18,3	1790	0,0102
Сектор №3	3	33,8	33,8	1010	0,0335
Сектор №4	6	13,1	13,1	240	0,0546
Сектор №5	8	39,5	39,5	1100	0,0359
Сектор №6	15	33,8	33,8	800	0,0423

Окончание таблицы 11

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура(сектора), м	Удельный путь расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Сектор №7	22	50,8	67,8	1290	0,0526
	33	17			
Сектор №8	43	28,2	56,4	1200	0,0470
	50	28,2			
Сектор №9	52	67,7	67,7	1170	0,0579
Сектор №10	51	33,8	33,8	240	0,1408
Сектор №11	48	39,5	39,5	890	0,0444
Сектор №12	47	79	79	1670	0,0473
Сектор №13	46	101,6	101,6	1670	0,0608
Сектор №14	45	73,4	73,4	1470	0,0499
Сектор №15	44	45,2	45,2	530	0,0853
Сектор №16	36	56,4	56,4	960	0,0588
Сектор №17	28	90,3	90,3	1800	0,0502
Сектор №18	35	73,4	73,4	850	0,0864
Сектор №19	34	56,4	56,4	890	0,0634
Сектор №20	9	62,1	62,1	1290	0,0481

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

Таблица 12 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемого участка	Удельный путь расход газа питающего контура, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	200	Контур №1, Контур №2	0,0538+0,0187=0,0724	14,5
2-3	290	Контур №1, Контур №2	0,0538+0,0187=0,0724	21,0
3-4	310	Контур №1, Контур №2	0,0538+0,0187=0,0724	22,5
4-5	220	Контур №1, Контур №3	0,0538+0,0461=0,0998	22,0
5-6	140	Контур №1, Контур №3	0,0538+0,0461=0,0998	14,0
6-7	190	Контур №1, Контур №3	0,0538+0,0461=0,0998	19,0
7-8	170	Контур №1, Сектор №4	0,0538+0,0546=0,1083	18,4
8-9	270	Контур №1	0,0538	14,5
9-10	320	Контур №1	0,0538	17,2
10-11	370	Контур №1, Сектор №5	0,0538+0,0359=0,0897	33,2
11-12	340	Контур №1, Сектор №5	0,0538+0,0359=0,0897	30,5
12-13	260	Контур №1, Сектор №5	0,0538+0,0359=0,0897	23,3
13-14	210	Контур №1, Сектор №6	0,0538+0,0423=0,0960	20,2

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемого участка	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
14-15	380	Контур №1, Сектор №7	0,0538+0,0526=0,1063	40,4
15-16	230	Контур №1, Сектор №7	0,0538+0,0526=0,1063	24,5
16-17	280	Контур №1, Сектор №7	0,0538+0,0526=0,1063	29,8
17-18	260	Контур №1, Контур №7	0,0538+0,0616=0,1154	30,0
18-19	190	Контур №1, Контур №7	0,0538+0,0616=0,1154	21,9
19-20	190	Контур №1, Контур №7	0,0538+0,0616=0,1154	21,9
1-20	220	Контур №1, Контур №2	0,0538+0,0187=0,0724	15,9
20-21	240	Контур №2, Контур №7	0,0187+0,0616=0,0803	19,3
21-22	210	Контур №2, Контур №7	0,0187+0,0616=0,0803	16,9
22-23	370	Контур №2, Контур №7	0,0187+0,0616=0,0803	29,7
23-24	250	Контур №2, Контур №9	0,0187+0,0118=0,0304	7,6
24-25	250	Контур №2, Контур №9	0,0187+0,0118=0,0304	7,6
25-26	270	Контур №2, Контур №9	0,0187+0,0118=0,0304	8,2
26-27	320	Контур №2, Контур №9	0,0187+0,0118=0,0304	9,7
4-27	90	Контур №2, Контур №3	0,0187+0,0461=0,0648	5,8
27-28	220	Контур №3, Контур №9	0,0461+0,0118=0,0578	12,7
28-29	320	Контур №3, Контур №9	0,0461+0,0118=0,0578	18,5
29-30	90	Контур №3, Контур №9	0,0461+0,0118=0,0578	5,2
30-31	140	Контур №3, Контур №7	0,0461+0,0616=0,1077	15,1
31-32	300	Контур №3, Контур №7	0,0461+0,0616=0,1077	32,3
32-33	200	Контур №3, Контур №4	0,0461+0,0557=0,1018	20,4
33-34	220	Контур №3, Контур №4	0,0461+0,0557=0,1018	22,4
34-35	80	Контур №3, Контур №4	0,0461+0,0557=0,1018	8,1
35-36	300	Контур №3, Сектор №3	0,0461+0,0335=0,0795	23,9
36-37	500	Контур №3	0,0461	23,0
37-38	200	Контур №3	0,0461	9,2
38-39	270	Контур №3	0,0461	12,4
7-39	70	Контур №3, Сектор №4	0,0461+0,0546=0,1007	7,0
40-41	400	Контур №4, Сектор №20	0,0557+0,0481=0,1039	41,6
41-42	380	Контур №4, Сектор №20	0,0557+0,0481=0,1039	39,5
42-43	430	Контур №4	0,0557	24,0
43-44	240	Контур №4, Сектор №17	0,0557+0,0502=0,1059	25,4
44-45	170	Контур №4, Сектор №17	0,0557+0,0502=0,1059	18,0
45-46	220	Контур №4, Контур №8	0,0557+0,0625=0,1183	26,0
46-47	100	Контур №4, Контур №8	0,0557+0,0625=0,1183	11,8
47-48	280	Контур №4, Контур №7	0,0557+0,0616=0,1174	32,9
48-49	160	Контур №4, Контур №7	0,0557+0,0616=0,1174	18,8
32-49	520	Контур №4, Контур №7	0,0557+0,0616=0,1174	61,0
35-40	450	Контур №4, Сектор №20	0,0557+0,0102=0,0660	29,7
50-51	360	Контур №5, Контур №7	0,0953+0,0616=0,1570	56,5

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемого участка	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
51-52	200	Контур №5, Контур №7	0,0953+0,0616=0,1570	31,4
52-53	320	Контур №5, Контур №8	0,0953+0,0625=0,1579	50,5
53-54	380	Контур №5, Контур №8	0,0953+0,0625=0,1579	60,0
54-55	300	Контур №5, Сектор №12	0,0953+0,0473=0,1426	42,8
55-56	200	Контур №5, Сектор №11	0,0953+0,0444=0,1397	27,9
56-57	220	Контур №5, Контур №6	0,0953+0,0252=0,1205	26,5
57-58	210	Контур №5, Контур №6	0,0953+0,0252=0,1205	25,3
58-59	510	Контур №5, Контур №6	0,0953+0,0252=0,1205	61,5
50-59	260	Контур №5, Контур №7	0,0953+0,0616=0,1570	40,8
59-60	430	Контур №6, Контур №7	0,0252+0,0616=0,0868	37,3
60-61	260	Контур №6, Контур №7	0,0252+0,0616=0,0868	22,6
61-62	350	Контур №6, Сектор № 8	0,0252+0,0470=0,0722	25,3
62-63	200	Контур №6, Сектор № 8	0,0252+0,0470=0,0722	14,4
63-64	300	Контур №6, Сектор № 8	0,0252+0,0470=0,0722	21,7
64-65	500	Контур №6, Сектор № 9	0,0252+0,0579=0,0830	41,5
65-66	140	Контур №6, Сектор № 9	0,0252+0,0579=0,0830	11,6
56-66	240	Контур №6	0,0252	6,0
52-67	220	Контур №7, Контур №8	0,0616+0,0625=0,1242	27,3
68-69	450	Контур №7, Контур №9	0,0616+0,0118=0,0734	33,0
69-70	380	Контур №7, Контур №9	0,0616+0,0118=0,0734	27,9
30-70	200	Контур №7, Контур №9	0,0616+0,0118=0,0734	14,7
68-76	500	Контур №7, Контур №9	0,0616+0,0118=0,0734	36,7
23-76	150	Контур №7, Контур №9	0,0616+0,0118=0,0734	11,0
47-67	280	Контур №7, Контур №8	0,0616+0,0625=0,1242	34,8
61-78	210	Контур №7, Сектор №8	0,0616+0,0470=0,1086	22,8
78-79	200	Контур №7	0,0616	12,3
17-79	400	Контур №7, Сектор №7	0,0616+0,0526=0,1142	45,7
71-72	200	Контур №8, Сектор №14	0,0625+0,0499=0,1125	22,5
72-73	350	Контур №8	0,0625	21,9
73-74	350	Контур №8, Сектор №16	0,0625+0,0588=0,1213	42,4
74-75	180	Контур №8, Сектор №16	0,0625+0,0588=0,1213	21,8
45-75	400	Контур №8, Сектор №17	0,0625+0,0499=0,1125	45,1
54-71	250	Контур №8, Сектор №13	0,0625+0,0608=0,1234	30,8
81-82	560	Сектор №1	0,0310	17,3
81-83	170	Сектор №1, Сектор №20	0,0310+0,0481=0,0791	13,4
40-80	200	Сектор №2, Сектор №20	0,0102+0,0481=0,0584	11,7
80-84	430	Сектор №2	0,0102	4,4
35-85	320	Сектор №2, Сектор №3	0,0102+0,0335=0,0437	14,0
85-86	390	Сектор №2, Сектор №3	0,0102+0,0335=0,0437	17,0
13-87	130	Сектор №5, Сектор №6	0,0359+0,0423=0,0782	10,2

Окончание таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемого участка	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
87-88	150	Сектор №6	0,0423	6,3
14-89	310	Сектор №6	0,0423	13,1
64-90	140	Сектор №8, Сектор №9	0,0470+0,0579=0,1049	14,7
66-91	150	Сектор №9	0,0579	8,7
91-92	240	Сектор №9, Сектор №10	0,0579+0,1408=0,1987	47,7
55-93	690	Сектор №11, Сектор №12	0,0444+0,0473=0,0917	63,3
54-94	680	Сектор №12, Сектор №13	0,0473+0,0608=0,1081	73,5
71-95	740	Сектор №13, Сектор №14	0,0608+0,0499=0,1108	82,0
72-96	530	Сектор №14, Сектор №15	0,0499+0,0853=0,1352	71,7
75-97	80	Сектор №16, Сектор №17	0,0588+0,0502=0,1089	8,7
97-98	350	Сектор №16, Сектор №18	0,0588+0,0864=0,1451	50,8
97-99	260	Сектор №17, Сектор №18	0,0502+0,0864=0,1365	35,5
99-101	650	Сектор №17, Сектор №19	0,0502+0,0634=0,1135	73,8
99-100	240	Сектор №18, Сектор №19	0,0864+0,0634=0,1497	35,9
80-81	140	Сектор №20	0,0481	6,7

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

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для отпределения транзитного расхода газа (котельной)	кд	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	14,5	1-20		508,5
2-3	21,0	3-4		424,1
3-4	22,5	4-5, 4-27		401,7
4-5	22,0	5-6		172,8
5-6	14,0	6-7		158,8
6-7	19,0	7-8, 7-105	0,63	139,9
7-8	18,4	8-9		95,4
8-9	14,5	9-10		80,9
9-10	17,2	10-11		63,7
10-11	33,2	11-12		30,5
11-12	30,5	НЕТ		
12-13	23,3	НЕТ		
13-14	20,2	12-13, 13-87		39,8
14-15	40,4	13-14, 14-89		73,1
15-16	24,5	14-15		113,5

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для отпределения транзитного расхода газа (котельной)	кд	Транзитный расход газа, м ³ /ч
16-17	29,8	15-16		137,9
17-18	30,0	16-17	0,951	159,5
18-19	21,9	17-18		189,5
19-20	21,9	18-19		211,4
1-20	15,9	19-20, 20-21		492,5
20-21	19,3	21-22		239,9
21-22	16,9	22-23		223,1
22-23	29,7	23-24, 23-76		193,4
23-24	7,6	24-102	0,5	105,0
24-25	7,6	24-102	0,5	105,0
25-26	8,2	24-25		112,6
26-27	9,7	25-26		120,8
4-27	5,8	26-27, 27-28		201,1
27-28	12,7	28-29		57,8
28-29	18,5	29-30		39,3
29-30	5,2	30-70	0,8	34,1
30-31	15,1	30-70	0,2	8,5
31-32	32,3	30-31, 31-103		259,1
32-33	20,4	31-32, 32-49		643,0
33-34	22,4	34-35, 34-104		792,6
34-35	8,1	35-36, 35-38, 35-40		529,8
35-36	23,9	36-37		133,9
36-37	23,0	37-38		110,8
37-38	9,2	38-39		101,6
38-39	12,4	7-39		89,2
7-39	7,0	7-8, 7-	0,37	82,1
40-41	41,6	41-42		199,3
41-42	39,5	42-43		159,8
42-43	24,0	43-44		135,9
43-44	25,4	44-45		110,5
44-45	18,0	45-75	0,5	92,5
45-46	26,0	45-75	0,5	92,5
46-47	11,8	45-46		118,5
47-48	32,9	46-47, 47-67		238,9
48-49	18,8	47-48		271,8
32-49	61,0	48-49		290,6
35-40	29,7	40-41, 40-80		311,4
50-51	56,5	51-52		35,4
51-52	31,4	52-53	0,079	4,0
52-53	50,5	53-54		60,0
53-54	60,0	54-71, 54-94		491,5

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	кд	Транзитный расход газа, м ³ /ч
54-55	42,8	54-71, 54-94		491,5
55-56	27,9	54-55, 55-93		597,6
56-57	26,5	55-56, 56-66		791,9
57-58	25,3	58-59		368,4
58-59	61,5	50-59, 59-60		306,9
50-59	40,8	50-51		91,9
59-60	37,3	60-61		136,9
60-61	22,6	61-78		114,3
61-62	25,3	61-78		114,3
62-63	14,4	61-62		25,3
63-64	21,7	62-63		14,4
64-65	41,5	63-64, 64-90		50,8
65-66	11,6	64-65		92,3
56-66	6,0	65-66, 66-91		160,3
52-67	27,3	52-53	0,921	46,5
68-69	33,0	68-76		33,0
69-70	27,9	68-69		69,7
30-70	14,7	69-70		27,9
68-76	36,7	НЕТ		
23-76	11,0	НЕТ		
47-67	34,8	52-67		73,8
61-78	22,8	78-79		66,2
78-79	12,3	17-79		53,9
17-79	45,7	16-17	0,049	8,2
71-72	22,5	72-73, 72-96		222,7
72-73	21,9	73-74		129,2
73-74	42,4	74-75		86,7
74-75	21,8	75-97	0,317	64,9
45-75	45,1	75-97	0,683	139,8
54-71	30,8	71-72, 71-95		327,2
81-82	17,3	НЕТ		
81-83	13,4	НЕТ		
40-80	11,7	80-81, 80-84		58,8
80-84	4,4	НЕТ		
35-85	14,0	85-86		17,0
85-86	17,0	НЕТ		
13-87	10,2	87-88		6,3
87-88	6,3	НЕТ		
14-89	13,1	НЕТ		
64-90	14,7	НЕТ		
66-91	8,7	91-92		47,7

Окончание таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	кд	Транзитный расход газа, м ³ /ч
91-92	47,7	НЕТ		
55-93	63,3	НЕТ		
54-94	73,5	НЕТ		
71-95	82,0	НЕТ		
72-96	71,7	НЕТ		
75-97	8,7	97-98, 97-99		196,0
97-98	50,8	НЕТ		
97-99	35,5	99-100, --101		109,7
99-101	73,8	НЕТ		
99-100	35,9	НЕТ		
80-81	6,7	81-82, 81-83, 81-106		47,7

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

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

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

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

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

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

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

Согласно схеме распределения потоков газа, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети. На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 14.

Таблица 14 - Определение расчетного расхода газа распределительной сети

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	14,5	0,55	508,5	516,4
2-3	21,0	0,55	424,1	435,7
3-4	22,5	0,55	401,7	414,0
4-5	22,0	0,55	172,8	184,9
5-6	14,0	0,55	158,8	166,5
6-7	19,0	0,55	139,9	150,3
7-8	18,4	0,55	95,4	105,5
8-9	14,5	0,55	80,9	88,8
9-10	17,2	0,55	63,7	73,1
10-11	33,2	0,55	30,5	48,7
11-12	30,5	0,55	0,0	16,8
12-13	23,3	0,55	0,0	12,8
13-14	20,2	0,55	39,8	50,9
14-15	40,4	0,55	73,1	95,3
15-16	24,5	0,55	113,5	126,9
16-17	29,8	0,55	137,9	154,3
17-18	30,0	0,55	159,5	176,0
18-19	21,9	0,55	189,5	201,5
19-20	21,9	0,55	211,4	223,5
1-20	15,9	0,55	492,5	501,3
20-21	19,3	0,55	239,9	250,5
21-22	16,9	0,55	223,1	232,4
22-23	29,7	0,55	193,4	209,7
23-24	7,6	0,55	105,0	109,2
24-25	7,6	0,55	105,0	109,2
25-26	8,2	0,55	112,6	117,1
26-27	9,7	0,55	120,8	126,2
4-27	5,8	0,55	201,1	204,3
27-28	12,7	0,55	57,8	64,8
28-29	18,5	0,55	39,3	49,4
29-30	5,2	0,55	34,1	36,9
30-31	15,1	0,55	8,5	16,8

Продолжение таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
31-32	32,3	0,55	259,1	276,9
32-33	20,4	0,55	643,0	654,2
33-34	22,4	0,55	792,6	804,9
34-35	8,1	0,55	529,8	534,3
35-36	23,9	0,55	133,9	147,0
36-37	23,0	0,55	110,8	123,5
37-38	9,2	0,55	101,6	106,7
38-39	12,4	0,55	89,2	96,0
7-39	7,0	0,55	82,1	86,0
40-41	41,6	0,55	199,3	222,2
41-42	39,5	0,55	159,8	181,6
42-43	24,0	0,55	135,9	149,1
43-44	25,4	0,55	110,5	124,4
44-45	18,0	0,55	92,5	102,4
45-46	26,0	0,55	92,5	106,8
46-47	11,8	0,55	118,5	125,0
47-48	32,9	0,55	238,9	257,0
48-49	18,8	0,55	271,8	282,1
32-49	61,0	0,55	290,6	324,1
35-40	29,7	0,55	311,4	327,7
50-51	56,5	0,55	35,4	66,5
51-52	31,4	0,55	4,0	21,3
52-53	50,5	0,55		27,8
53-54	60,0	0,55		33,0
54-55	42,8	0,55	491,5	515,1
55-56	27,9	0,55	597,6	613,0
56-57	26,5	0,55	791,9	806,5
57-58	25,3	0,55	368,4	382,3
58-59	61,5	0,55	306,9	340,7
50-59	40,8	0,55	91,9	114,3
59-60	37,3	0,55	136,9	157,4
60-61	22,6	0,55	114,3	126,7
61-62	25,3	0,55		13,9
62-63	14,4	0,55		7,9
63-64	21,7	0,55	14,4	26,3
64-65	41,5	0,55	50,8	73,6
65-66	11,6	0,55	92,3	98,7
56-66	6,0	0,55	160,3	163,6
52-67	27,3	0,55	46,5	61,5

Продолжение таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	кп	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
68-69	33,0	0,55		18,2
69-70	27,9	0,55		15,3
30-70	14,7	0,55	27,9	36,0
68-76	36,7	0,55	33,0	53,2
23-76	11,0	0,55	69,7	75,8
47-67	34,8	0,55	73,8	93,0
61-78	22,8	0,55	66,2	78,8
78-79	12,3	0,55	53,9	60,7
17-79	45,7	0,55	8,2	33,3
71-72	22,5	0,55	222,7	235,1
72-73	21,9	0,55	129,2	141,2
73-74	42,4	0,55	86,7	110,1
74-75	21,8	0,55	64,9	76,9
45-75	45,1	0,55	139,8	164,6
54-71	30,8	0,55	327,2	344,1
81-82	17,3	0,55		9,5
81-83	13,4	0,55		7,4
40-80	11,7	0,55	58,8	65,2
80-84	4,4	0,55		2,4
35-85	14,0	0,55	17,0	24,7
85-86	17,0	0,55		9,4
13-87	10,2	0,55	6,3	11,9
87-88	6,3	0,55		3,5
14-89	13,1	0,55		7,2
64-90	14,7	0,55		8,1
66-91	8,7	0,55	47,7	52,5
91-92	47,7	0,55		26,2
55-93	63,3	0,55		34,8
54-94	73,5	0,55		40,4
71-95	82,0	0,55		45,1
72-96	71,7	0,55		39,4
75-97	8,7	0,55	196,0	200,8
97-98	50,8	0,55		27,9
97-99	35,5	0,55	109,7	129,3
99-101	73,8	0,55		40,6
99-100	35,9	0,55		19,8
80-81	6,7	0,55	47,7	51,4

Таблица 15 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_P , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	516,4	0,0199	126	0,2433
	2-3	К2	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-435,7	0,0208	-135	0,3106
	3-4	К2	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-414,0	0,0211	-132	0,3195
	4-5	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-184,9	0,0258	-23	0,1239
	5-6	К3	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-166,5	0,0264	-12	0,0729
	6-7	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-150,3	0,0271	-14	0,0916
	7-8		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-105,5	0,0296	-7	0,0628
	8-9		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-88,8	0,0309	-8	0,0877
	9-10		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-73,1	0,0325	-7	0,0899
	10-11		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-48,7	0,0360	-4	0,0766
	11-12		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-16,8	0,0318	0	0,0214
	12-13		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	12,8	0,0406	0	0,0160
	13-14		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	50,9	0,0356	2	0,0449
	14-15		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	95,3	0,0304	12	0,1301
	15-16		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	126,9	0,0283	12	0,0977
	16-17		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	154,3	0,0270	21	0,1377
	17-18	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	176,0	0,0261	25	0,1411
	18-19	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	201,5	0,0252	23	0,1141
	19-20	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	223,5	0,0246	28	0,1233
	1-20	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	501,3	0,0201	131	0,2617
$\Delta = \frac{39}{0,5 \cdot 722} \cdot 100\% = 10,88\%; \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{39}{1,75 \cdot 2,5669} = -8,7 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma 39$	$\Sigma 2,5669$
$\Delta Q_k = -8,7 \frac{(0,2433+0,3106+0,3195+0,2617) \cdot 18,9 + (0,1239+0,0729+0,0916) \cdot 38,3 + (0,1411+0,1141+0,2617) \cdot 51,9}{2,5669} = -3,7 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma \Delta P = 722$	

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	<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>
К2	20-21	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-250,5	0,0239	-43	0,1697
	21-22	К7	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-232,4	0,0243	-33	0,1404
	22-23	К7	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-209,7	0,0250	-48	0,2290
	23-24	К9	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-109,2	0,0294	-10	0,0948
	24-25	К9	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	109,2	0,0294	10	0,0948
	25-26	К9	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	117,1	0,0289	13	0,1080
	26-27	К9	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	126,2	0,0283	17	0,1353
	4-27	К3	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	204,3	0,0251	11	0,0546
	3-4	К1	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	414,0	0,0211	132	0,3195
	2-3	К1	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	435,7	0,0208	135	0,3106
	1-2	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-516,4	0,0199	-126	0,2433
1-20	К1	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-501,3	0,0201	-131	0,2617	
$\Delta = \frac{-72}{0,5 \cdot 709} \cdot 100\% = -20,18\%$ $\Delta Q_k^1 = -\frac{-72}{1,75 \cdot 2,1618} = 18,9 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = 18,9 \frac{(0,3195+0,3106+0,2433+0,2617) \cdot -5,7 + 0,0546 \cdot 38,3 + (0,1697+0,1404+0,229) \cdot -51,9}{2,1618} +$ $+ \frac{(0,0948+0,0948+0,108+0,1353) \cdot 21,3}{2,1618} = 9,24 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								Σ-72	Σ2,1618
								Σ ΔP = 709	

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	<i>l</i> , м	<i>d_n</i> x <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>
К3	27-28	К9	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-64,8	0,0335	-4	0,0564
	28-29	К9	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-49,4	0,0358	-3	0,0670
	29-30	К9	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-36,9	0,0385	-1	0,0151
	30-31	К7	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	16,8	0,0318	0	0,0089
	31-32	К7	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	276,9	0,0233	63	0,2287
	32-33	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	654,2	0,0188	190	0,2905
	33-34	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-804,9	0,0178	-300	0,3733
	34-35	К4	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-534,3	0,0198	-53	0,0998
	35-36		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-147,0	0,0273	-21	0,1422
	36-37		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-123,5	0,0285	-26	0,2080
	37-38		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-106,7	0,0296	-8	0,0746
	38-39		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-96,0	0,0304	-9	0,0930
	7-39		70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-86,0	0,0312	-2	0,0222
	6-7	К1	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	150,3	0,0271	14	0,0916
	5-6	К1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	166,5	0,0264	12	0,0729
4-5	К1	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	184,9	0,0258	23	0,1239	
4-27	К2	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-204,3	0,0251	-11	0,0546	
$\Delta = \frac{-136}{0,5 \cdot 740} \cdot 100\% = -36,63\% \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{-136}{1,75 \cdot 2,0228} = 38,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								Σ-136	Σ2,0228
$\Delta Q_k = 38,3 \frac{(0,0916+0,0729+0,1239) \cdot -5,7+0,0546 \cdot 38,3+(0,2905+0,3733+0,0998) \cdot -39,1}{2,0228} +$								Σ ΔP = 740	
$+ \frac{(0,0089+0,2287) \cdot -51,9+(0,0564+0,067+0,0151) \cdot -21,3}{2,0228} = 19,09 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$									

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К4	40-41		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	222,2	0,0246	57	0,2585
	41-42		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	181,6	0,0259	38	0,2111
	42-43		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	149,1	0,0272	31	0,2060
	43-44		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	124,4	0,0284	12	0,1004
	44-45		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	102,4	0,0299	6	0,0614
	45-46	К8	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-106,8	0,0296	-9	0,0821
	46-47	К8	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-125,0	0,0284	-5	0,0420
	47-48	К7	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-257,0	0,0237	-52	0,2018
	48-49	К7	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-282,1	0,0232	-35	0,1237
	32-49	К7	520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-324,1	0,0224	-145	0,4461
	32-33	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-654,2	0,0188	-190	0,2905
	33-34	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	804,9	0,0178	300	0,3733
	34-35	К3	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	534,3	0,0198	53	0,0998
35-40		450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	327,7	0,0223	128	0,3892	
$\Delta = \frac{191}{0,5 \cdot 1062} \cdot 100\% = 36\%$								$\Sigma 191$	$\Sigma 2,8860$
$\Delta Q_k^1 = -\frac{191}{1,75 \cdot 2,8860} = -37,9 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma \Delta P = 1062$	
$\Delta Q_k = -37,9 \frac{(0,2905+0,3733+0,0998) \cdot 20 + (0,2018+0,1237+0,4461) \cdot -51,9 + (0,0821+0,042) \cdot 50,6}{2,8860} = -44,5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$									

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К5	50-51	К7	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	66,5	0,0333	6	0,0941
	51-52	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	21,3	0,0344	0	0,0173
	52-53	К8	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	27,8	0,0377	1	0,0396
	53-54	К8	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-33,0	0,0396	-2	0,0587
	54-55		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-515,1	0,0199	-188	0,3643
	55-56		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-613,0	0,0191	-170	0,2767
	56-57	К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-806,5	0,0178	-302	0,3739
	57-58	К6	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	382,3	0,0215	78	0,2039
	58-59	К6	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	340,7	0,0221	155	0,4542
	50-59	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	114,3	0,0291	12	0,1021
$\Delta = \frac{-409}{0,5 \cdot 913} \cdot 100\% = -89,52\%$ $\Delta Q_k^1 = -\frac{-409}{1,75 \cdot 1,9848} = 117,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = 117,6 \frac{(0,3739+0,2039+0,4542) \cdot -18,8 + (0,0941+0,0173+0,1021) \cdot -51,9 + (0,0396+0,0587) \cdot 50,6}{1,9848} = 104,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma -409$	$\Sigma 1,9848$
								$\Sigma \Delta P = 913$	

51

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К6	59-60	К7	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-157,4	0,0268	-34	0,2146
	60-61	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-126,7	0,0283	-14	0,1103
	61-62		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-13,9	0,0375	0	0,0215
	62-63		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	7,9	0,0655	0	0,0123
	63-64		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	26,3	0,0370	1	0,0346
	64-65		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	73,6	0,0324	10	0,1411
	65-66		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	98,7	0,0301	5	0,0492
	56-66		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	163,6	0,0266	20	0,1233
	56-57	К5	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	806,5	0,0178	302	0,3739
	57-58	К5	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-382,3	0,0215	-78	0,2039
58-59	К5	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-340,7	0,0221	-155	0,4542	
$\Delta = \frac{57}{0,5 \cdot 619} \cdot 100\% = 18,48\%$ $\Delta Q_k^1 = -\frac{57}{1,75 \cdot 1,7389} = -18,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = -18,8 \frac{(0,3739 + 0,2039 + 0,4542) \cdot 132,1 + (0,2146 + 0,1103) \cdot 51,9}{1,7389} = 33,7 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma 57$	$\Sigma 1,7389$
								$\Sigma \Delta P = 619$	

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_P , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К7	52-67	К8	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	61,5	0,0339	3	0,0543
	68-69	К9	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	18,2	0,0327	1	0,0316
	69-70	К9	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-15,3	0,0339	0	0,0234
	30-70	К9	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-36,0	0,0388	-1	0,0330
	68-76	К9	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	53,2	0,0352	6	0,1106
	23-76	К9	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	75,8	0,0322	3	0,0433
	30-31	К3	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-16,8	0,0318	0	0,0089
	31-32	К3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-276,9	0,0233	-63	0,2287
	32-49	К4	520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	324,1	0,0224	145	0,4461
	48-49	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	282,1	0,0232	35	0,1237
	47-48	К4	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	257,0	0,0237	52	0,2018
	47-67	К8	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	93,0	0,0306	9	0,0941
	17-18	К1	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-176,0	0,0261	-25	0,1411
	18-19	К1	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-201,5	0,0252	-23	0,1141
	19-20	К1	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-223,5	0,0246	-28	0,1233
	20-21	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	250,5	0,0239	43	0,1697
	21-22	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	232,4	0,0243	33	0,1404
	22-23	К2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	209,7	0,0250	48	0,2290
	50-59	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-114,3	0,0291	-12	0,1021
	50-51	К5	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-66,5	0,0333	-6	0,0941
51-52	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-21,3	0,0344	0	0,0173	
59-60	К6	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	157,4	0,0268	34	0,2146	
60-61	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	126,7	0,0283	14	0,1103	
61-78		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	78,8	0,0319	5	0,0624	

Продолжение таблицы 15

К7	78-79		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	60,7	0,0340	3	0,0488
	17-79		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	33,3	0,0395	2	0,0623
$\Delta = \frac{275}{0,5 \cdot 593} \cdot 100\% = 92,91\%$ $\Delta Q_k^1 = -\frac{275}{1,75 \cdot 3,0289} = -51,9 \frac{\text{M}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = -51,9 \frac{(0,1411+0,1141+0,1233) \cdot -5,7 + (0,1697+0,1404+0,2290) \cdot 13,2 + (0,0089+0,2287) \cdot 20}{3,0289} +$ $+ \frac{(0,4461+0,1237+0,2018) \cdot -39,1 + (0,1021+0,0941+0,0173) \cdot 132,1 + (0,2146+0,1103) \cdot 55,2}{3,0289} +$ $+ \frac{(0,0543+0,0941) \cdot 50,6 + (0,0316+0,0234+0,033+0,1106+0,0433) \cdot 21,3}{3,0289} = -45,4 \frac{\text{M}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma 275$	$\Sigma 3,0289$
								$\Sigma \Delta P = 593$	

Продолжение таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К8	71-72		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-235,1	0,0243	-32	0,1348
	72-73		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-141,2	0,0276	-23	0,1610
	73-74		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-110,1	0,0293	-15	0,1336
	74-75		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-76,9	0,0321	-4	0,0525
	45-75		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	164,6	0,0265	34	0,2064
	45-46	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	106,8	0,0296	9	0,0821
	46-47	К4	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	125,0	0,0284	5	0,0420
	47-67	К7	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-93,0	0,0306	-9	0,0941
	52-67	К7	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-61,5	0,0339	-3	0,0543
	52-53	К5	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-27,8	0,0377	-1	0,0396
	53-54	К5	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	33,0	0,0396	2	0,0587
54-71		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-344,1	0,0221	-77	0,2243	
$\Delta = \frac{-114}{0,5 \cdot 214} \cdot 100\% = -106,45\%$								$\Sigma -114$	$\Sigma 1,2835$
$\Delta Q_k^1 = -\frac{-114}{1,75 \cdot 1,2835} = 50,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma \Delta P = 214$	
$\Delta Q_k = 50,6 \frac{(0,0821 + 0,0420) \cdot -39,1 + (0,0396 + 0,0587) \cdot 132,1 + (0,0543 + 0,0396) \cdot -33,4}{1,2835} = 49,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$									

Окончание таблицы 15

Номер контура	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	Номер соседнего контура	l , м	$d_n \times s$, мм	D мм	Q_P , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К9	23-76	К7	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-75,8	0,0322	-3	0,0433
	23-24	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	109,2	0,0294	10	0,0948
	24-25	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-109,2	0,0294	-10	0,0948
	25-26	К2	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-117,1	0,0289	-13	0,1080
	26-27	К2	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-126,2	0,0283	-17	0,1353
	27-28	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	64,8	0,0335	4	0,0564
	28-29	К3	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	49,4	0,0358	3	0,0670
	29-30	К3	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	36,9	0,0385	1	0,0151
	30-70	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	36,0	0,0388	1	0,0330
	69-70	К7	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	15,3	0,0339	0	0,0234
	68-69	К7	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-18,2	0,0327	-1	0,0316
68-76	К7	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4	213,2	-53,2	0,0352	-6	0,1106	
$\Delta = \frac{-30}{0,5 \cdot 69} \cdot 100\% = -87,77\%$ $\Delta Q_k^1 = -\frac{-30}{1,75 \cdot 0,8134} = 21,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = 21,3 \frac{(0,0948 + 0,0948 + 0,1080 + 0,1353) \cdot 13,2 + (0,0564 + 0,0670 + 0,0151) \cdot 20}{0,8134} +$ $+ \frac{(0,0433 + 0,03330 + 0,0234 + 0,0316 + 0,1106) \cdot -33,5}{0,8134} = 16,01 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma -30$	$\Sigma 0,8134$
								$\Sigma \Delta P = 69$	

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

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

Таблица 16 – Свод поправочных расходов сети низкого давления

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения									Итого
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Кольцо №1											
Ошибка в кольце, %	10,88	6,80	0,51	-0,50	-0,53	-0,39	-0,26	-0,16	-0,10	-0,06	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-8,75	-5,59	-0,41	0,41	0,43	0,32	0,21	0,13	0,08	0,05	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-3,74	-4,80	0,15	0,81	0,71	0,49	0,32	0,20	0,12	0,08	-5,67
Кольцо №2											
Ошибка в кольце, %	-20,18	-1,48	-1,08	-0,79	-0,53	-0,34	-0,21	-0,13	-0,08	-0,05	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	18,92	1,36	1,00	0,73	0,49	0,32	0,20	0,12	0,07	0,05	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	9,24	-0,81	1,13	1,23	0,92	0,61	0,39	0,24	0,15	0,09	13,18
Кольцо №3											
Ошибка в кольце, %	-36,63	2,91	-0,73	-0,52	-0,34	-0,22	-0,14	-0,08	-0,05	-0,03	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	38,30	-3,05	0,76	0,54	0,36	0,23	0,14	0,09	0,05	0,03	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	19,09	-2,92	1,24	0,95	0,64	0,41	0,25	0,16	0,10	0,06	19,97

Продолжение таблицы 16

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения									Итого
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Кольцо №4											
Ошибка в кольце, %	36,00	-1,12	-1,04	-0,60	-0,34	-0,19	-0,12	-0,07	-0,04	-0,03	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-37,86	1,15	1,07	0,62	0,35	0,20	0,12	0,07	0,04	0,03	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-44,52	1,69	1,51	0,93	0,56	0,34	0,20	0,12	0,08	0,05	-39,05
Кольцо №5											
Ошибка в кольце, %	-89,52	-11,87	-5,04	-1,85	-0,80	-0,39	-0,21	-0,12	-0,07	-0,04	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	117,63	13,97	5,83	2,13	0,91	0,45	0,24	0,14	0,08	0,05	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	104,78	17,17	5,86	2,24	0,99	0,49	0,27	0,15	0,09	0,05	132,08
Кольцо №6											
Ошибка в кольце, %	18,48	-4,28	0,10	-0,15	-0,09	-0,05	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-18,79	4,40	-0,10	0,15	0,09	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	33,69	15,21	3,37	1,47	0,67	0,34	0,19	0,11	0,07	0,04	55,17
Кольцо №7											
Ошибка в кольце, %	92,91	-5,67	-0,42	-0,28	-0,20	-0,13	-0,08	-0,05	-0,03	-0,02	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-51,95	3,46	0,26	0,17	0,12	0,08	0,05	0,03	0,02	0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-45,43	6,61	2,15	1,26	0,77	0,47	0,29	0,17	0,11	0,06	-33,54

Окончание таблицы 16

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения									Итого	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Кольцо №8												
Ошибка в кольце, %	-106,45	-10,61	-0,56	-0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	50,59	5,20	0,27	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	49,06	7,75	1,44	0,56	0,27	0,15	0,09	0,05	0,03	0,02	0,02	59,43
Кольцо №9												
Ошибка в кольце, %	-87,77	3,36	0,65	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	21,35	-0,82	-0,16	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	16,01	0,67	1,34	1,18	0,82	0,53	0,33	0,20	0,13	0,08	0,08	21,29

59

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

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 участках газовой сети от предыдущей узловой точки до рассматриваемой, при условии, что газ движется в одном направлении, кПа.

Таблица 17 - Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{УЧ}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^II, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К1	1-2	К2	200	213,2	516,4	-18,8	497,6	0,0201	118	0,2366
	2-3	К2	290	213,2	-435,7	-18,8	-454,5	0,0206	-146	0,3206
	3-4	К2	310	213,2	-414,0	-18,8	-432,9	0,0208	-143	0,3304
	4-5	К3	220	213,2	-184,9	-25,6	-210,5	0,0249	-29	0,1365
	5-6	К3	140	213,2	-166,5	-25,6	-192,1	0,0255	-16	0,0811
	6-7	К3	190	213,2	-150,3	-25,6	-175,9	0,0261	-18	0,1031
	7-8		170	213,2	-105,5	-5,7	-111,2	0,0293	-7	0,0654
	8-9		270	213,2	-88,8	-5,7	-94,5	0,0305	-9	0,0919
	9-10		320	213,2	-73,1	-5,7	-78,8	0,0319	-7	0,0950
	10-11		370	213,2	-48,7	-5,7	-54,4	0,0350	-5	0,0832
	11-12		340	213,2	-16,8	-5,7	-22,4	0,0351	-1	0,0316
	12-13		260	213,2	12,8	-5,7	7,2	0,0727	0	0,0160
	13-14		210	213,2	50,9	-5,7	45,2	0,0366	2	0,0411
	14-15		380	213,2	95,3	-5,7	89,6	0,0309	11	0,1243
	15-16		230	213,2	126,9	-5,7	121,2	0,0286	11	0,0944
	16-17		280	213,2	154,3	-5,7	148,6	0,0272	20	0,1338
	17-18	К7	260	213,2	176,0	27,9	203,8	0,0251	32	0,1575
	18-19	К7	190	213,2	201,5	27,9	229,4	0,0244	29	0,1258
	19-20	К7	190	213,2	223,5	27,9	251,3	0,0239	34	0,1347
	1-20	К2	220	213,2	501,3	-18,8	482,5	0,0203	123	0,2543
$\Delta Q_k = -5,67 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 760} \cdot 100\% = -0,04\%$									$\Sigma = 0$	$\Sigma 2,6574$
									$\Sigma \Delta P = 760$	

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К2	20-21	К7	240	213,2	-250,5	46,7	-203,8	0,0251	-30	0,1454
	21-22	К7	210	213,2	-232,4	46,7	-185,6	0,0257	-22	0,1186
	22-23	К7	370	213,2	-209,7	46,7	-163,0	0,0266	-31	0,1895
	23-24	К9	250	213,2	-109,2	-8,1	-117,3	0,0289	-12	0,1001
	24-25	К9	250	213,2	109,2	-8,1	101,1	0,0300	9	0,0895
	25-26	К9	270	213,2	117,1	-8,1	109,0	0,0294	11	0,1023
	26-27	К9	320	213,2	126,2	-8,1	118,1	0,0288	15	0,1287
	4-27	К3	90	213,2	204,3	-6,8	197,5	0,0253	11	0,0532
	3-4	К1	310	213,2	414,0	18,8	432,9	0,0208	143	0,3304
	2-3	К1	290	213,2	435,7	18,8	454,5	0,0206	146	0,3206
	1-2	К1	200	213,2	-516,4	18,8	-497,6	0,0201	-118	0,2366
1-20	К1	220	213,2	-501,3	18,8	-482,5	0,0203	-123	0,2543	
$\Delta Q_k = 13,18 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 669} \cdot 100\% = -0,03\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 669$	$\Sigma 2,0693$

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{УЧ}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^П, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К3	27-28	К9	220	213,2	-64,8	-1,3	-66,1	0,0333	-4	0,0573
	28-29	К9	320	213,2	-49,4	-1,3	-50,8	0,0356	-3	0,0684
	29-30	К9	90	213,2	-36,9	-1,3	-38,2	0,0382	-1	0,0155
	30-31	К7	140	213,2	16,8	53,5	70,3	0,0328	3	0,0382
	31-32	К7	300	213,2	276,9	53,5	330,4	0,0223	86	0,2611
	32-33	К4	200	213,2	654,2	59,0	713,2	0,0184	221	0,3100
	33-34	К4	220	213,2	-804,9	59,0	-745,9	0,0182	-263	0,3526
	34-35	К4	80	213,2	-534,3	59,0	-475,3	0,0203	-43	0,0914
	35-36		300	213,2	-147,0	20,0	-127,0	0,0283	-16	0,1275
	36-37		500	213,2	-123,5	20,0	-103,5	0,0298	-19	0,1823
	37-38		200	213,2	-106,7	20,0	-86,7	0,0311	-6	0,0638
	38-39		270	213,2	-96,0	20,0	-76,1	0,0322	-6	0,0781
	7-39		70	213,2	-86,0	20,0	-66,0	0,0333	-1	0,0182
	6-7	К1	190	213,2	150,3	25,6	175,9	0,0261	18	0,1031
	5-6	К1	140	213,2	166,5	25,6	192,1	0,0255	16	0,0811
	4-5	К1	220	213,2	184,9	25,6	210,5	0,0249	29	0,1365
4-27	К2	90	213,2	-204,3	6,8	-197,5	0,0253	-11	0,0532	
$\Delta Q_k = 19,97 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 745} \cdot 100\% = -0,02\%$									$\Sigma = 0$	$\Sigma 2,0384$
									$\Sigma \Delta P = 745$	

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{\text{вч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{п}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К4	40-41		400	213,2	222,2	-39,1	183,1	0,0258	41	0,2236
	41-42		380	213,2	181,6	-39,1	142,5	0,0275	25	0,1760
	42-43		430	213,2	149,1	-39,1	110,0	0,0293	18	0,1640
	43-44		240	213,2	124,4	-39,1	85,4	0,0313	6	0,0757
	44-45		170	213,2	102,4	-39,1	63,3	0,0337	3	0,0428
	45-46	К8	220	213,2	-106,8	-98,5	-205,2	0,0251	-27	0,1340
	46-47	К8	100	213,2	-125,0	-98,5	-223,5	0,0246	-15	0,0649
	47-48	К7	280	213,2	-257,0	-5,5	-262,5	0,0236	-54	0,2051
	48-49	К7	160	213,2	-282,1	-5,5	-287,6	0,0231	-36	0,1255
	32-49	К7	520	213,2	-324,1	-5,5	-329,6	0,0223	-149	0,4518
	32-33	К3	200	213,2	-654,2	-59,0	-713,2	0,0184	-221	0,3100
	33-34	К3	220	213,2	804,9	-59,0	745,9	0,0182	263	0,3526
	34-35	К3	80	213,2	534,3	-59,0	475,3	0,0203	43	0,0914
35-40		450	213,2	327,7	-39,1	288,6	0,0231	102	0,3539	
$\Delta Q_k = -39,05 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1004} \cdot 100\% = -0,02\%$									$\Sigma = 0$	$\Sigma 2,7713$
									$\Sigma \Delta P = 1004$	

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{УЧ}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^П, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К5	50-51	К7	360	213,2	66,5	165,6	232,1	0,0243	56	0,2404
	51-52	К7	200	213,2	21,3	165,6	186,9	0,0257	21	0,1135
	52-53	К8	320	213,2	27,8	72,7	100,4	0,0300	11	0,1140
	53-54	К8	380	213,2	-33,0	72,7	39,7	0,0379	3	0,0674
	54-55		300	213,2	-515,1	132,1	-383,0	0,0215	-112	0,2917
	55-56		200	213,2	-613,0	132,1	-480,9	0,0203	-111	0,2306
	56-57	К6	220	213,2	-806,5	76,9	-729,5	0,0183	-253	0,3468
	57-58	К6	210	213,2	382,3	76,9	459,2	0,0205	107	0,2340
	58-59	К6	510	213,2	340,7	76,9	417,6	0,0210	221	0,5291
50-59	К7	260	213,2	114,3	165,6	280,0	0,0232	56	0,1998	
$\Delta Q_k = 132,08 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 951} \cdot 100\% = -0,03\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 951$	$\Sigma 2,3675$

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{\text{вч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{п}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К6	59-60	К7	430	213,2	-157,4	88,7	-68,7	0,0330	-8	0,1152
	60-61	К7	260	213,2	-126,7	88,7	-38,0	0,0383	-2	0,0447
	61-62		350	213,2	-13,9	55,2	41,3	0,0375	3	0,0640
	62-63		200	213,2	7,9	55,2	63,1	0,0337	3	0,0503
	63-64		300	213,2	26,3	55,2	81,5	0,0316	7	0,0914
	64-65		500	213,2	73,6	55,2	128,8	0,0282	28	0,2146
	65-66		140	213,2	98,7	55,2	153,9	0,0270	11	0,0687
	56-66		240	213,2	163,6	55,2	218,8	0,0247	34	0,1533
	56-57	К5	220	213,2	806,5	-76,9	729,5	0,0183	253	0,3468
	57-58	К5	210	213,2	-382,3	-76,9	-459,2	0,0205	-107	0,2340
58-59	К5	510	213,2	-340,7	-76,9	-417,6	0,0210	-221	0,5291	
$\Delta Q_k = 55,17 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 676} \cdot 100\% = -0,004\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 676$	$\Sigma 1,9122$

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{\text{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К7	52-67	К8	220	213,2	61,5	-93,0	-31,4	0,0392	-1	0,0321
	68-69	К9	450	213,2	18,2	-54,8	-36,7	0,0386	-3	0,0753
	69-70	К9	380	213,2	-15,3	-54,8	-70,2	0,0328	-7	0,1035
	30-70	К9	200	213,2	-36,0	-54,8	-90,8	0,0308	-6	0,0661
	68-76	К9	500	213,2	53,2	-54,8	-1,6	0,3217	0	0,0308
	23-76	К9	150	213,2	75,8	-54,8	21,0	0,0343	0	0,0127
	30-31	К3	140	213,2	-16,8	-53,5	-70,3	0,0328	-3	0,0382
	31-32	К3	300	213,2	-276,9	-53,5	-330,4	0,0223	-86	0,2611
	32-49	К4	520	213,2	324,1	5,5	329,6	0,0223	149	0,4518
	48-49	К4	160	213,2	282,1	5,5	287,6	0,0231	36	0,1255
	47-48	К4	280	213,2	257,0	5,5	262,5	0,0236	54	0,2051
	47-67	К8	280	213,2	93,0	-93,0	0,0	40,6973	0	0,0172
	17-18	К1	260	213,2	-176,0	-27,9	-203,8	0,0251	-32	0,1575
	18-19	К1	190	213,2	-201,5	-27,9	-229,4	0,0244	-29	0,1258
	19-20	К1	190	213,2	-223,5	-27,9	-251,3	0,0239	-34	0,1347
	20-21	К2	240	213,2	250,5	-46,7	203,8	0,0251	30	0,1454
	21-22	К2	210	213,2	232,4	-46,7	185,6	0,0257	22	0,1186
	22-23	К2	370	213,2	209,7	-46,7	163,0	0,0266	31	0,1895
	50-59	К5	260	213,2	-114,3	-165,6	-280,0	0,0232	-56	0,1998
	50-51	К5	360	213,2	-66,5	-165,6	-232,1	0,0243	-56	0,2404
51-52	К5	200	213,2	-21,3	-165,6	-186,9	0,0257	-21	0,1135	
59-60	К6	430	213,2	157,4	-88,7	68,7	0,0330	8	0,1152	
60-61	К6	260	213,2	126,7	-88,7	38,0	0,0383	2	0,0447	

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{уч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^П, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К7	61-78		210	213,2	78,8	-33,5	45,2	0,0366	2	0,0411
	78-79		200	213,2	60,7	-33,5	27,1	0,0374	1	0,0240
	17-79		400	213,2	33,3	-33,5	-0,2	2,5594	0	0,0246
$\Delta Q_k = -33,54 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 668} \cdot 100\% = -0,01\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 668$	$\Sigma 3,0941$

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{\text{вч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{п}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К8	71-72		200	213,2	-235,1	59,4	-175,7	0,0261	-19	0,1084
	72-73		350	213,2	-141,2	59,4	-81,8	0,0316	-9	0,1069
	73-74		350	213,2	-110,1	59,4	-50,6	0,0356	-4	0,0746
	74-75		180	213,2	-76,9	59,4	-17,5	0,0323	0	0,0120
	45-75		400	213,2	164,6	59,4	224,1	0,0246	58	0,2601
	45-46	К4	220	213,2	106,8	98,5	205,2	0,0251	27	0,1340
	46-47	К4	100	213,2	125,0	98,5	223,5	0,0246	15	0,0649
	47-67	К7	280	213,2	-93,0	93,0	0,0	40,6973	0	0,0172
	52-67	К7	220	213,2	-61,5	93,0	31,4	0,0392	1	0,0321
	52-53	К5	320	213,2	-27,8	-72,7	-100,4	0,0300	-11	0,1140
	53-54	К5	380	213,2	33,0	-72,7	-39,7	0,0379	-3	0,0674
54-71		250	213,2	-344,1	59,4	-284,7	0,0231	-55	0,1946	
$\Delta Q_k = 59,43 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 203} \cdot 100\% = -0,0001\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 203$	$\Sigma 1,1862$

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Последнее приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{\text{вч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{п}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	λ	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К9	23-76	К7	150	213,2	-75,8	54,8	-21,0	0,0343	0	0,0127
	23-24	К2	250	213,2	109,2	8,1	117,3	0,0289	12	0,1001
	24-25	К2	250	213,2	-109,2	8,1	-101,1	0,0300	-9	0,0895
	25-26	К2	270	213,2	-117,1	8,1	-109,0	0,0294	-11	0,1023
	26-27	К2	320	213,2	-126,2	8,1	-118,1	0,0288	-15	0,1287
	27-28	К3	220	213,2	64,8	1,3	66,1	0,0333	4	0,0573
	28-29	К3	320	213,2	49,4	1,3	50,8	0,0356	3	0,0684
	29-30	К3	90	213,2	36,9	1,3	38,2	0,0382	1	0,0155
	30-70	К7	200	213,2	36,0	54,8	90,8	0,0308	6	0,0661
	69-70	К7	380	213,2	15,3	54,8	70,2	0,0328	7	0,1035
	68-69	К7	450	213,2	-18,2	54,8	36,7	0,0386	3	0,0753
68-76	К7	500	213,2	-53,2	54,8	1,6	0,3217	0	0,0308	
$\Delta Q_k = 21,29 \text{ м}^3/\text{ч}$ (По таблице 16) $\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 71} \cdot 100\% = -0,0005\%$									$\Sigma = 0$ $\Sigma \Delta P = 71$	$\Sigma 0,8501$

Таблица 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
1-2	442,9	420,5	4,854	4,711
2-3	220,4	198,5	4,711	4,683
3-4	198,5	184,5	4,683	4,667
4-5	184,5	165,5	4,667	4,649
5-6	119,5	101,1	4,649	4,642
6-7	101,1	86,6	4,642	4,633
7-8	86,6	69,4	4,633	4,625
8-9	69,4	36,2	4,625	4,621
9-10	36,2	5,7	4,621	4,620
10-11	17,6	-5,7	4,620	4,620
11-12	54,2	34,1	4,622	4,620
12-13	107,7	67,3	4,633	4,622
13-14	132,2	107,7	4,645	4,633
14-15	161,9	132,2	4,665	4,645
15-16	217,3	187,3	4,697	4,665
16-17	239,3	217,3	4,726	4,697
17-18	261,2	239,3	4,760	4,726
18-19	489,6	473,7	4,882	4,760
19-20	442,9	420,5	4,854	4,711
1-20	220,4	198,5	4,711	4,683
20-21	212,5	193,2	4,760	4,730
21-22	193,2	176,4	4,730	4,708
22-23	176,4	146,7	4,708	4,677
23-24	120,7	113,1	4,677	4,6652
24-25	104,5	96,9	4,674	4,6654
25-26	112,7	104,5	4,686	4,674
26-27	122,4	112,7	4,701	4,686
4-27	200,1	194,3	4,711	4,701
27-28	71,8	59,1	4,701	4,697
28-29	59,1	40,6	4,697	4,694
29-30	40,6	35,4	4,694	4,690
30-31	77,1	62,0	4,693	4,690
31-32	344,9	312,6	4,779	4,693
32-33	722,4	702,0	5,000	4,779
33-34	755,9	733,5	5,000	4,737
34-35	478,9	470,8	4,737	4,694
35-36	137,8	114,0	4,694	4,677
36-37	114,0	90,9	4,677	4,658

Продолжение таблицы 18

Номер участка	QH, м ³ /ч	QK, м ³ /ч	PH, кПа	PK, кПа
37-38	90,9	81,7	4,658	4,653
38-39	81,7	69,3	4,653	4,647
7-39	69,3	62,2	4,647	4,646
40-41	201,8	160,2	4,591	4,550
41-42	160,2	120,7	4,550	4,525
42-43	120,7	96,8	4,525	4,507
43-44	96,8	71,4	4,507	4,501
44-45	71,4	53,4	4,501	4,498
45-46	217,0	191,0	4,526	4,498
46-47	228,8	217,0	4,540	4,526
47-48	277,3	244,4	4,594	4,540
48-49	296,0	277,3	4,630	4,594
32-49	357,1	296,0	4,779	4,630
35-40	301,9	272,3	4,694	4,591
50-51	257,5	201,0	4,616	4,560
51-52	201,0	169,6	4,560	4,539
52-53	123,1	72,6	4,539	4,527
53-54	72,6	12,6	4,527	4,5245
54-55	402,3	359,5	4,636	4,5243
55-56	493,5	465,6	4,747	4,636
56-57	741,5	715,0	5,000	4,747
57-58	470,6	445,3	5,000	4,893
58-59	445,3	383,8	4,893	4,672
50-59	298,4	257,5	4,672	4,616
59-60	85,5	48,1	4,672	4,664
60-61	48,1	25,6	4,664	4,662
61-62	55,1	29,9	4,665	4,662
62-63	69,6	55,1	4,668	4,665
63-64	91,2	69,6	4,675	4,668
64-65	147,4	105,9	4,703	4,675
65-66	159,0	147,4	4,713	4,703
56-66	221,5	215,4	4,747	4,713
52-67	46,5	19,2	4,539	4,538
68-69	54,8	21,8	4,680	4,677
69-70	82,7	54,8	4,687	4,680
30-70	97,4	82,7	4,693	4,687
68-76	21,8	-14,9	4,677	4,6769
23-76	25,9	14,9	4,677	4,6767
47-67	19,2	-15,6	4,538	4,538

Окончание таблицы 18

Номер участка	QH, м ³ /ч	QK, м ³ /ч	PH, кПа	PK, кПа
61-78	55,4	32,6	4,662	4,660
78-79	32,6	20,3	4,660	4,659
17-79	25,4	-20,3	4,659	4,659
71-72	185,8	163,3	4,469	4,450
72-73	91,6	69,8	4,450	4,441
73-74	69,8	27,3	4,441	4,437
74-75	27,3	5,5	4,437	4,440
45-75	244,3	199,2	4,498	4,440
54-71	298,6	267,8	4,524	4,469

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №1

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	d , см	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
40-80	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	73,6	70,5	0,0251	626	4,591	3,989
80-81	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	54,4	0,0282	103	3,989	3,886
81-82	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	17,3	0,0375	56	3,886	3,830
81-83	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	73,6	13,4	0,0380	28	3,886	3,858
80-84	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	51,4	4,4	0,0327	66	3,989	3,950
35-85	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-75x6,8	61,4	31,0	0,0295	598	4,694	4,152
85-86	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-75x6,8	61,4	17,0	0,0343	255	4,152	3,920
13-87	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	40,8	16,5	0,0312	508	4,620	4,112
87-88	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	40,8	6,3	0,0396	110	4,112	4,002
14-89	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	40,8	13,1	0,0330	809	4,622	3,813
64-90	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	40,8	14,7	0,0321	446	4,675	4,229
66-91	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-75x6,8	61,4	56,4	0,0254	722	4,713	3,991
91-92	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	47,7	0,0291	140	3,991	3,851
55-93	690	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	63,3	0,0272	661	4,636	3,975
54-94	680	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	102,2	73,5	0,0270	464	4,524	4,061
71-95	740	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	102,2	82,0	0,0263	610	4,469	3,859
72-96	530	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	71,7	0,0263	632	4,450	3,818
75-97	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	90	204,7	0,0202	599	4,437	3,839
97-98	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-180x16,4	147,2	50,8	0,0324	22	3,839	3,816
97-99	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-225x20,5	184	145,2	0,0264	36	3,839	3,803
99-101	650	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-400x36,3	327,4	73,8	0,0361	2	3,803	3,801
99-100	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	204,6	35,9	0,0384	2	3,803	3,801

1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

Для подвода газа к сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в селе, в работе запроектирован тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 20.

В таблице 20 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

Таблица 20 – Перечень потребителей, присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м ³ /ч	Максимально допустимое давление перед потребителем, кПа
ГРП №1	947	10
ГРП №2	1549	10
ГРП №3	1186	10

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

Диаметры участков определяется в зависимости от расхода газа, проходящего по участку, и перепада квадрата давления на участке, кПа²/м, которое определяется по формуле

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

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

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

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

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

$$p_{к.уч} > p_{к} \quad (42)$$

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

$p_{к}$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа.

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{к.уч} = \sqrt{p_{н.уч}^2 - (p_{н}^2 - p_{к}^2)_{уч}}, \text{ МПа} \quad (43)$$

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{н.уч} = \sqrt{p_{н}^2 - \sum \Delta P_c}, \text{ кПа} \quad (44)$$

где $p_{н}$ – начальное давление газа после головного ГРП, кПа;

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

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

где A – коэффициент, зависящий от категории сети.

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

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

$Q_{\text{отв}}$ - расход газа, проходящий по ответвлению, м³/ч;

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

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

Допустимые потери давления определяются по формуле

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

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

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

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

После чего выполняется проверка по условию

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

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

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

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 21.

Таблица 21 – Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $dn \times s$, мм	Длина участка, луч, м	Расход газа, Q , 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	152x5	1200	3659	0,0185	0,0544	0,28	0,155
2-3	152x5	200	2180	0,0189	0,0033	0,155	0,144
2-ГРП№2	60x5	10	1478	0,0235	0,0173	0,155	0,082
3-ГРП№1	152x5	1800	968	0,0200	0,0062	0,144	0,121
3-ГРП№3	152x5	3000	1212	0,0196	0,0158	0,144	0,070

1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

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

С учетом планировки с. Агинское, 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 22.

Таблица 22 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГГРП	600	280	3682
ГРП №1	120	5	947
ГРП №2	66	5	1549
ГРП №3	71	5	1186

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

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора.

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

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

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

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

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma_{\max}}}}, \quad (6)$$

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

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

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$\rho_{г}$ – плотность газа, кг/м³.

ГГРП – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 3682 м³/ч.

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

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см². Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,756 кг/м³.

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

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (6) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,756}} = 9374$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100 рассчитывается по формуле (5) и составляет:

$$K_3 = \frac{3682}{9374} \cdot 100 = 39,3$$

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

ГРП №1 – регулятор РДУК-2Н-100/50

Расчетный расход газа – 947 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 120 кПа, абсолютное давление газа на входе 221 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 19,6 см². Коэффициент расхода – 0,42.

Плотность газа – 0,756 кг/м³.

При $p_2/p_1=106/221=0,48$; $\varphi =0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100/50 рассчитывается по формуле (6) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 221 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,756}} = 1569$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/50 рассчитывается по формуле (5) и составляет:

$$K_3 = \frac{947}{1569} \cdot 100 = 60,32$$

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

ГРП №2 – регулятор РДУК-2Н-100/70

Требуемая пропускная способность ГРУ – 1549 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 66 кПа, абсолютное давление газа на входе 167 кПа.

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

Плотность газа – 0,756 кг/м³.

При $p_2/p_1=106/167=0,64$; $\varphi =0,46$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (6) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,46 \cdot 0,4 \cdot 167 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,756}} = 2185$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-200/70 рассчитывается по формуле (5) и составляет:

$$K_3 = \frac{1549}{2185} \cdot 100 = 70,9$$

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

ГРП №3 – регулятор РДУК-2Н-100/70

Требуемая пропускная способность ГРУ – 1186 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 71 кПа, абсолютное давление газа на входе 172 кПа.

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

Плотность газа – 0,756 кг/м³.

При $p_2/p_1=106/172=0,62$; $\varphi =0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (6) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 172 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,756}} = 2274$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (5) и составляет:

$$K_3 = \frac{1186}{2274} \cdot 100 = 51,2$$

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация села Агинское, расход газа 11807,11 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 комбинированную сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,1%; подобрано оборудование ГРП и ГГРП.

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.
2. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб. - М.: Госстрой, 2004.
3. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. - М.: Госстрой, 2004.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - 5-е изд., стереотип. - Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.
5. Комина, Г. П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 - теплогазоснабжение и вентиляция/ Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010.
6. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
7. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
8. Колосов А.И. Моделирование потокораспределения на этапе развития структуры городских систем газоснабжения/ А.И. Колосов, М.Я. Панов, В.Г. Стогней/ Вестник ВГТУ. 2013. №3-1. с. 56-62.
9. Авласевич А.И. Гидравлический расчет внутренних газопроводов из медных труб/ А.И.Авласевич, И.Б. Оленев// Фундаментальные исследования. 2017. №9 (Ч.1). с.9-13
10. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
11. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г.// Газоснабжение. М.: Изд-во АСИ, 2013. 472 с.
12. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
13. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг.

08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

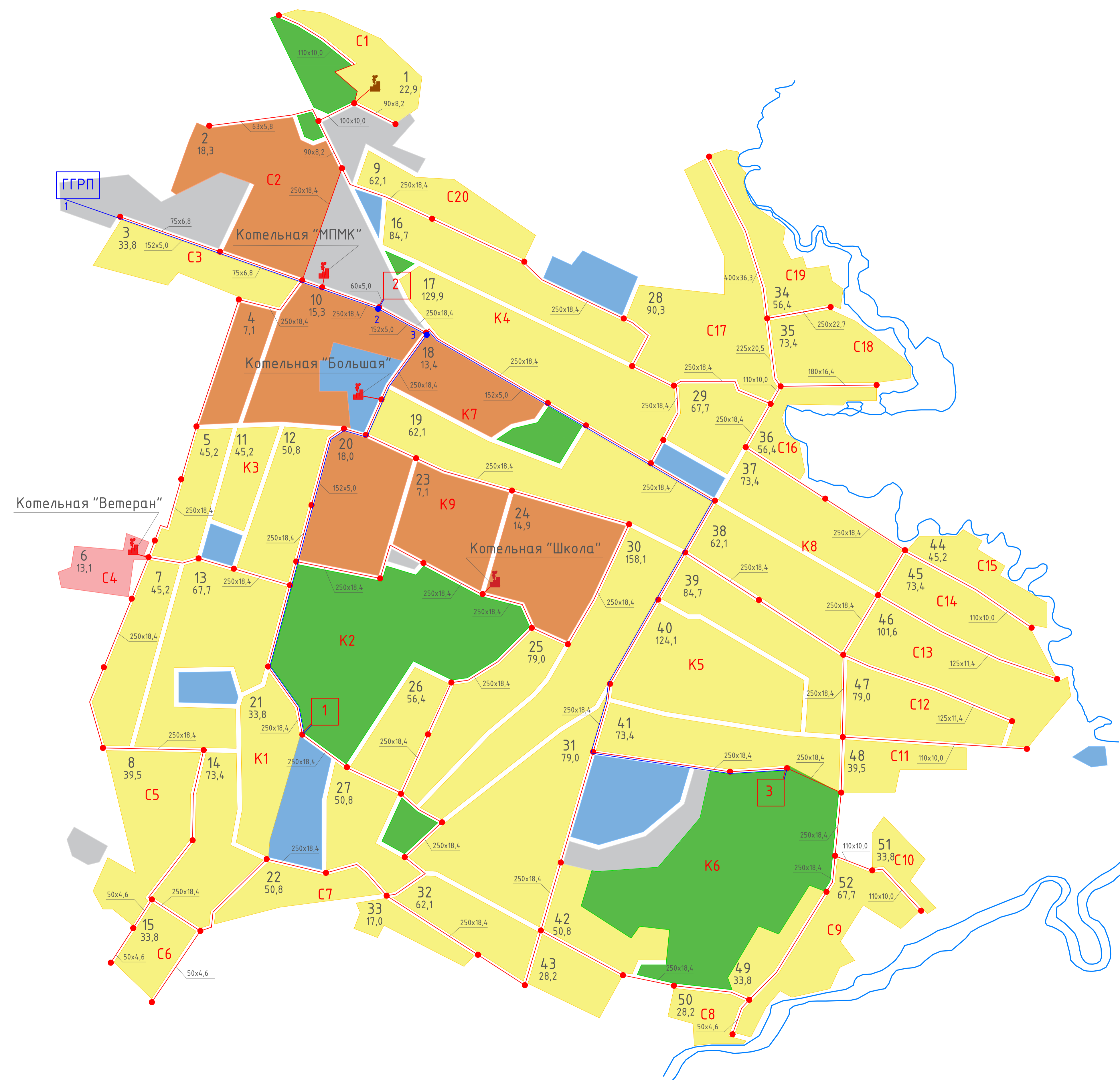
15. Газоснабжение. Гидравлический расчет газовой сети среднего давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

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

18. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. – Взамен ГОСТ 30494-69; введ. 01.01.2013. – Москва, 2019. – 15 с.

Генплан с.Агинское



Условные обозначения и изображения

- Автономная система
- Смешанная система
- Система от котельной
- Зона озеленения
- Зона специального назначения
- Промышленная застройка
- Котельная
- Хлебозавод
- 1 Проектируемый ГРП
- ГГРП Головной газорегуляторный пункт
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- 10 Номер квартала
- 15,3 Расход газа кварталом, м³/ч
- $\frac{250 \times 18,4}{\quad}$ Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм

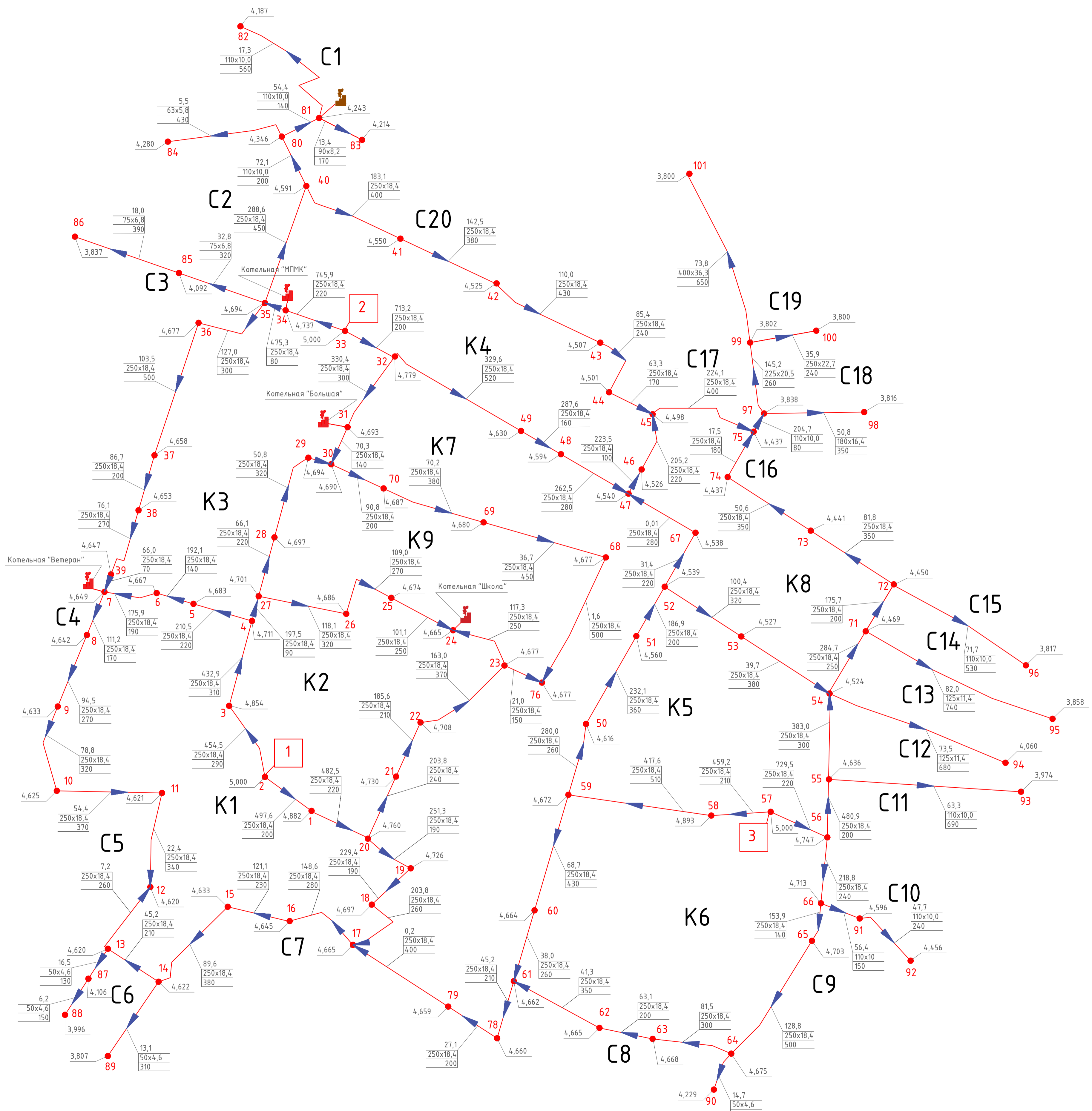
Метеорологические характеристики села Агинское:

- расположено в Саянском районе Красноярского края;
- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий $t_{вн}=22$ С;
- расчетная наружная температура для проектирования отопления $t_{р.о.}=-40$ С;
- расчетная наружная температура для проектирования вентиляции $t_{р.в.}=-40$ С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{ср}=-8,8$ С;
- продолжительность отопительного периода $n=238$ суток.

Согласовано
Подпись и дата
Имя, Ф.И.О.

БР-08.03.01.05-2021-ГС					
ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	А.Ф.Дроздов				
Проверил	И.Б.Оленев				
Н.контроль	И.Б.Оленев				
Зав.каф.	А.И.Матвеева				
Газоснабжение жилой зоны с. Агинское			Стандия	Лист	Листов
			У	1	6
Генплан с. Агинское М18000			Кафедра ИСЭС		
Формат А1					

Схема сети низкого давления



$\frac{186,9}{250 \times 18,4}$
 $\frac{200}{200}$

Расход газа, м³/ч
 Диаметр газопровода ПЗ В0 СDR 13,6 мм; толщина стенки трубы, мм
 Длина участка, м

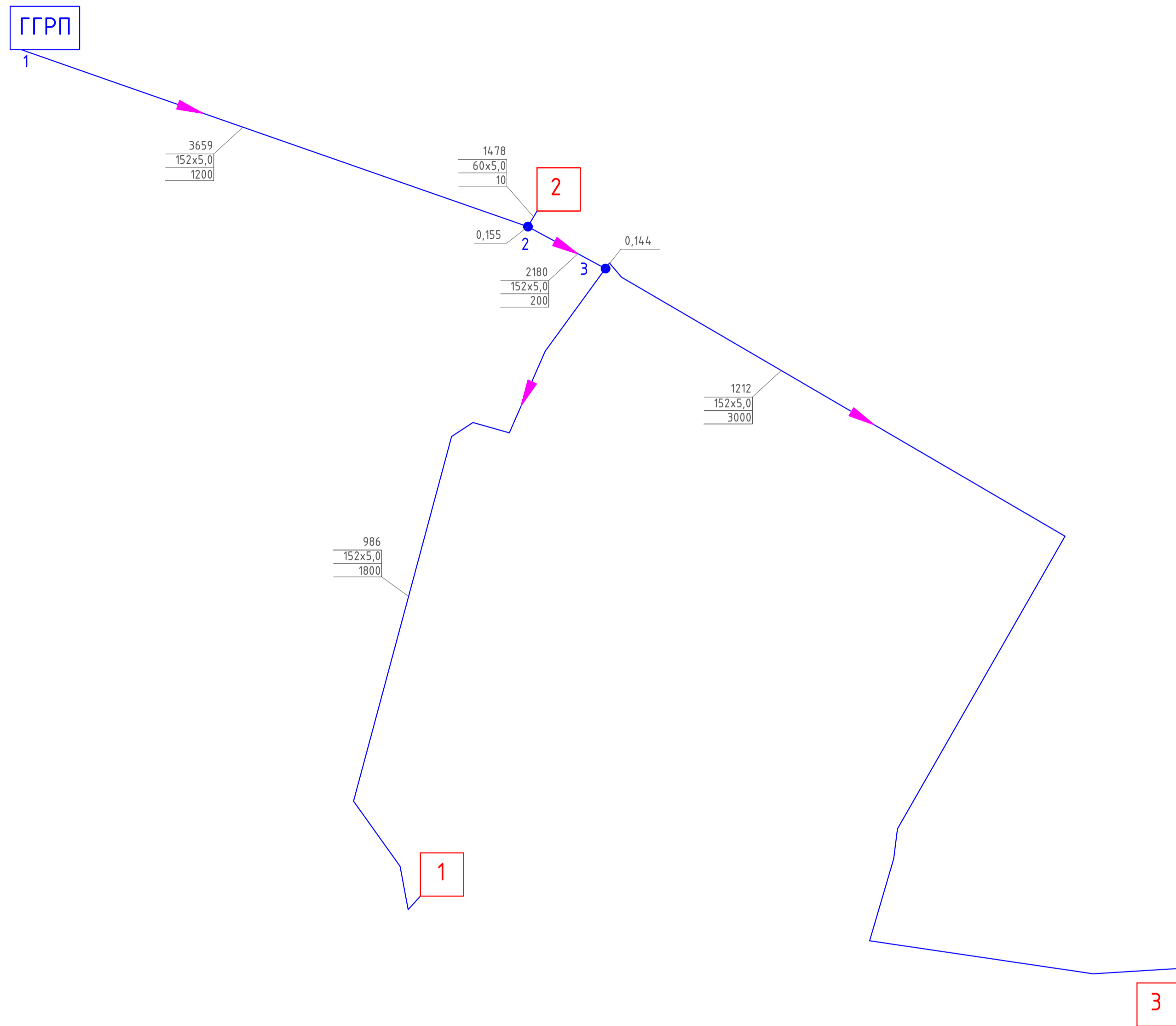
$\frac{4,708}{250 \times 18,4}$
 $\frac{200}{200}$

Давление газа в узловой точке, кПа

Согласовано	
Изд. №	
Подпись и дата	
Взглянув №	
Изд. №	

БР-08.03.01.05-2021-ГС					
ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	А.Ф.Дроздов				
Проверил	И.Б.Оленев				
Н.контр.	И.Б.Оленев				
Зав.каф.	А.И.Матвеева				
Газоснабжение жилой зоны с. Азгинское			Стадия	Лист	Листов
			У	2	6
Схема сети низкого давления М18000			Кафедра ИСЭИС		

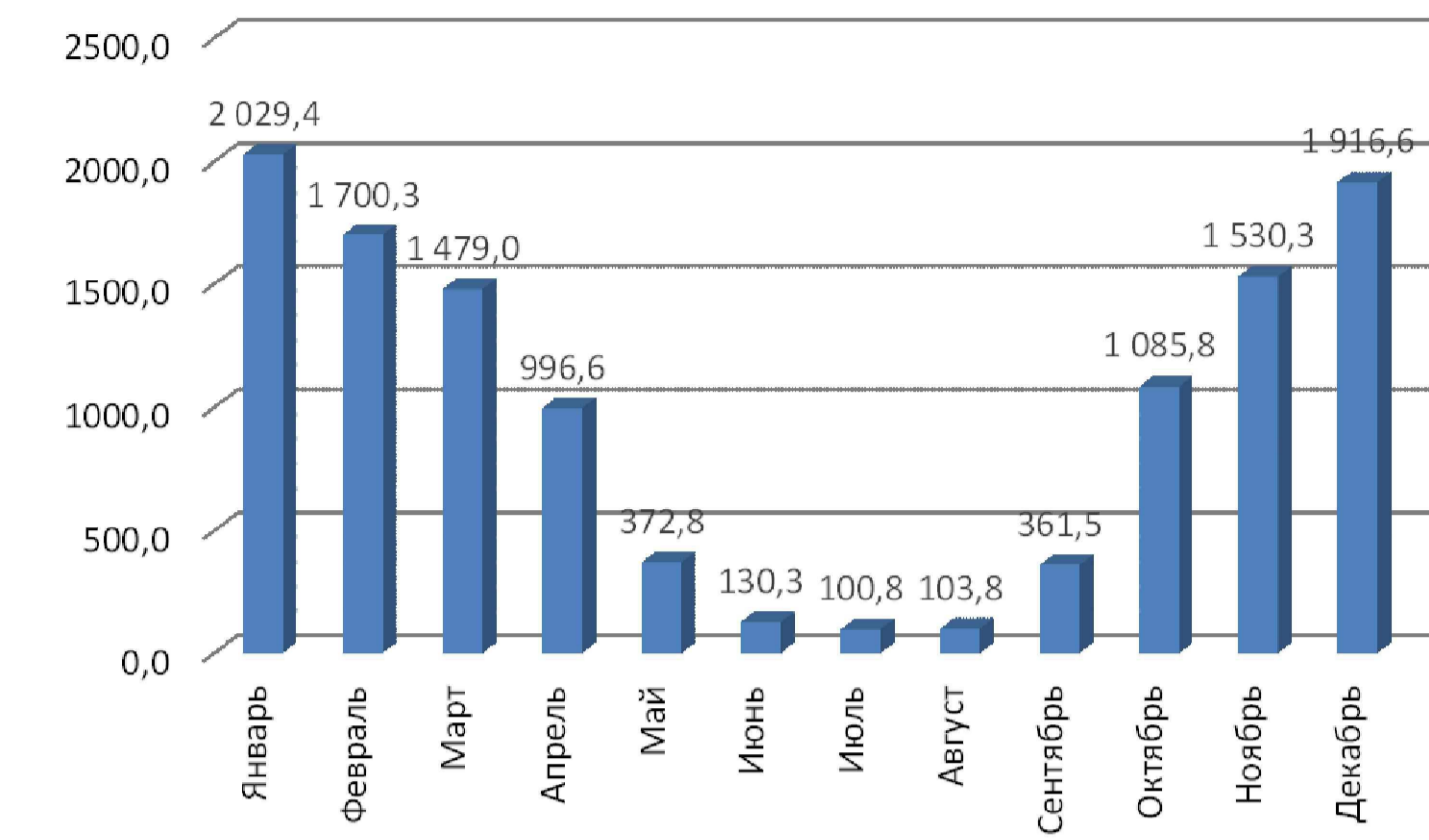
Схема сети среднего давления



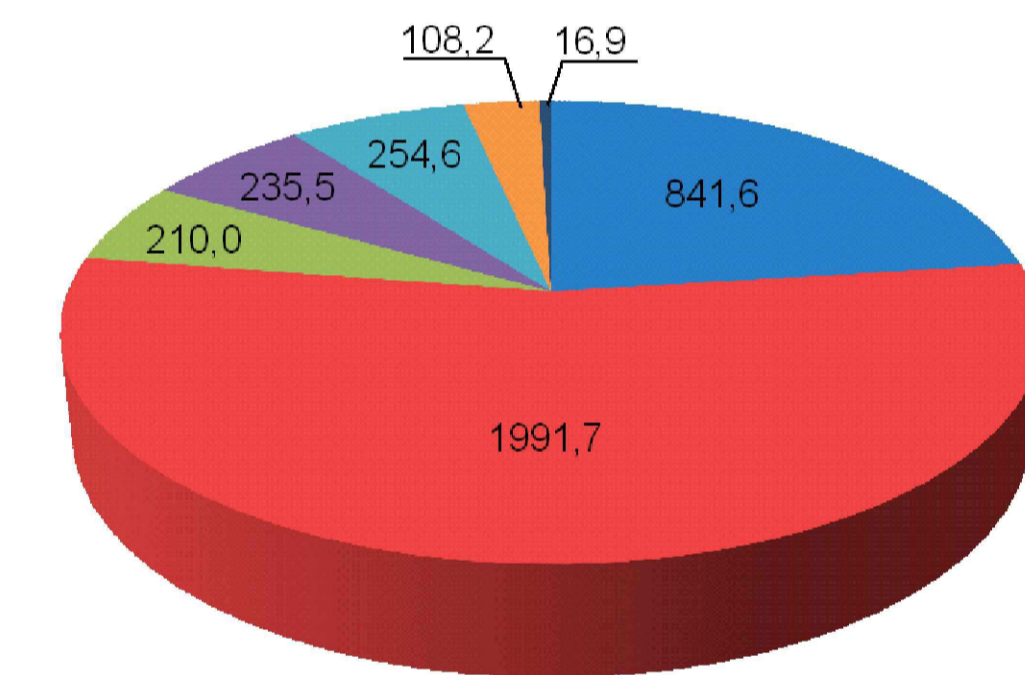
2180 — Расход газа, м³/ч
152x5 — Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм
200 — Длина участка, м

0,155 — Давление газа в узловой точке, кПа

Расход газа по месяцам, тыс м³/мес



Расход газа по видам потребления, тыс м³/год

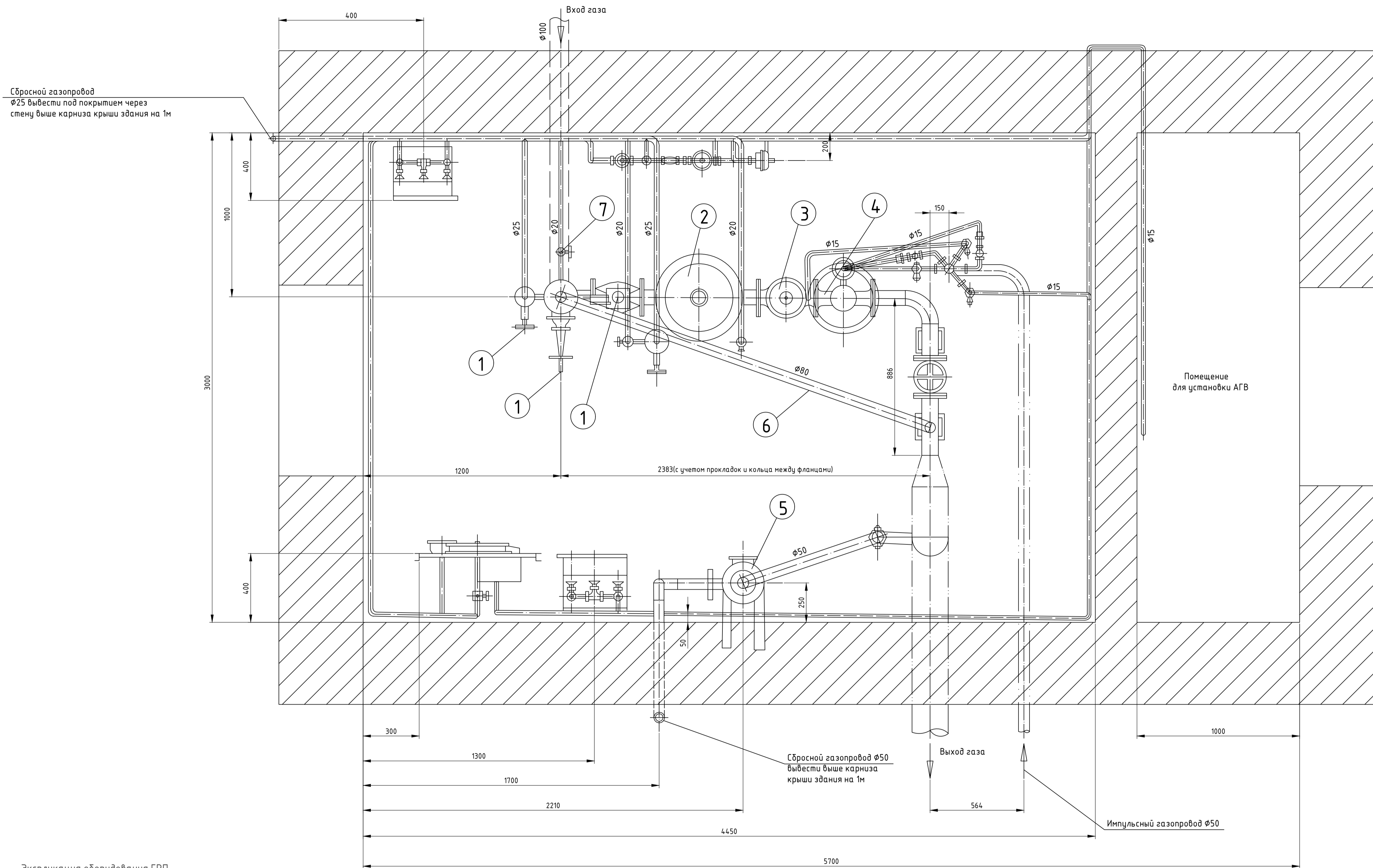


Условные обозначения

- КБП население
- ОВ население
- Котельная "Школа №1"
- Котельная "ЦРБ, Большая"
- Котельная "МПК"
- Котельная "Ветеран"
- Хлебозавод

БР-08.03.01.05-2021-ГС					
ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	А.Ф.Драбкинкова				
Проверил	И.Б.Оленев				
Н.контр.	И.Б.Оленев				
Заб.каф.	А.И.Малыгина				
Газоснабжение жилой зоны с Азгинское				Страница	Лист
				4	3
Схема сети среднего давления М18000 Графики расхода газа				Листов	
				6	
				Кафедра ИСЭИС	

Разрез ГРП с регулятором давления РДУК-2-100



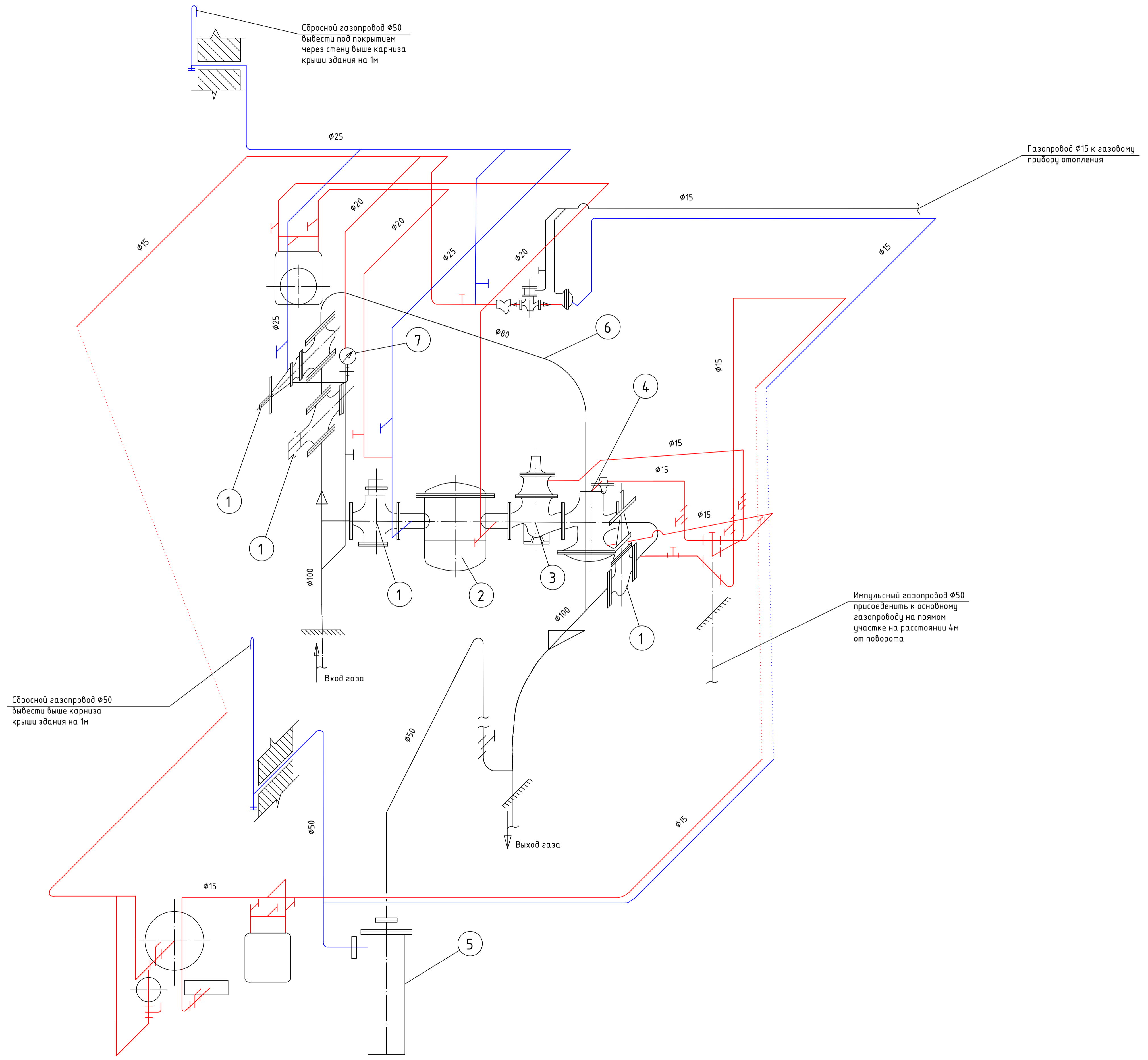
Экспликация оборудования ГРП

Согласовано	
Взглянув №	
Подпись и дата	
Имя, № подл.	

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

БР-08.03.0105-2021-ГС						
ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	А.Ф.Дроздовичева					
Проверил	И.Б.Оленев					
Н.контр.	И.Б.Оленев					
Заб.каф.	А.И.Малышев					
Газоснабжение жилой зоны с Агинское				Стация	Лист	Листов
				У	4	6
Разрез ГРП с регулятором давления РДУК-2В-100 М1:10000 Экспликация оборудования ГРП				Кафедра ИСЭС		

План ГРП с регулятором давления РДУК-2-100



Экспликация оборудования ГРП

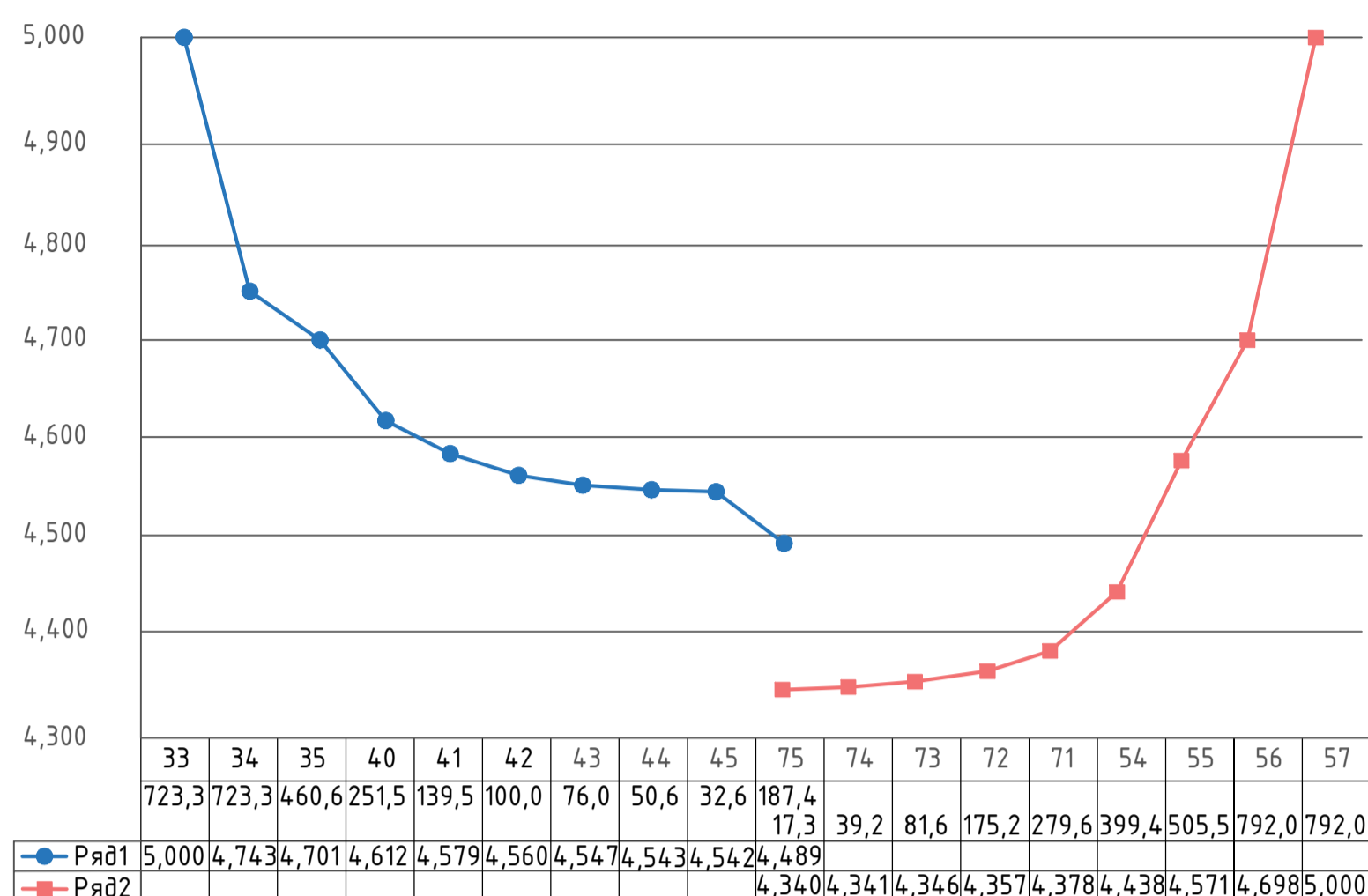
Обозначение	Наименование	Примечание
1	Задвижка	
2	Фильтр	
3	Предохранительно-запорный клапан (ПЗК)	
4	Регулятор давления РДУК-2В-100	
5	Сбросной клапан	
6	Баипас	
7	Манометр	

— Сбросной газопровод
— Импульсный газопровод

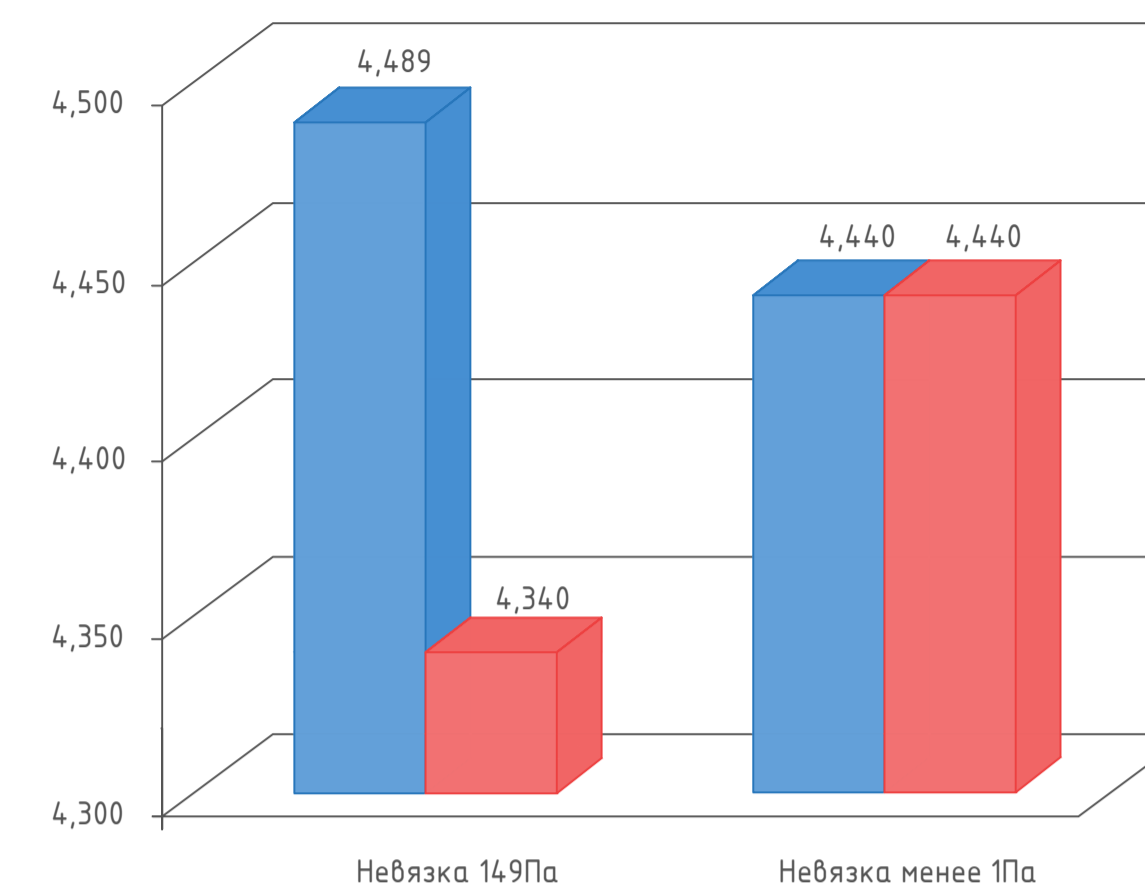
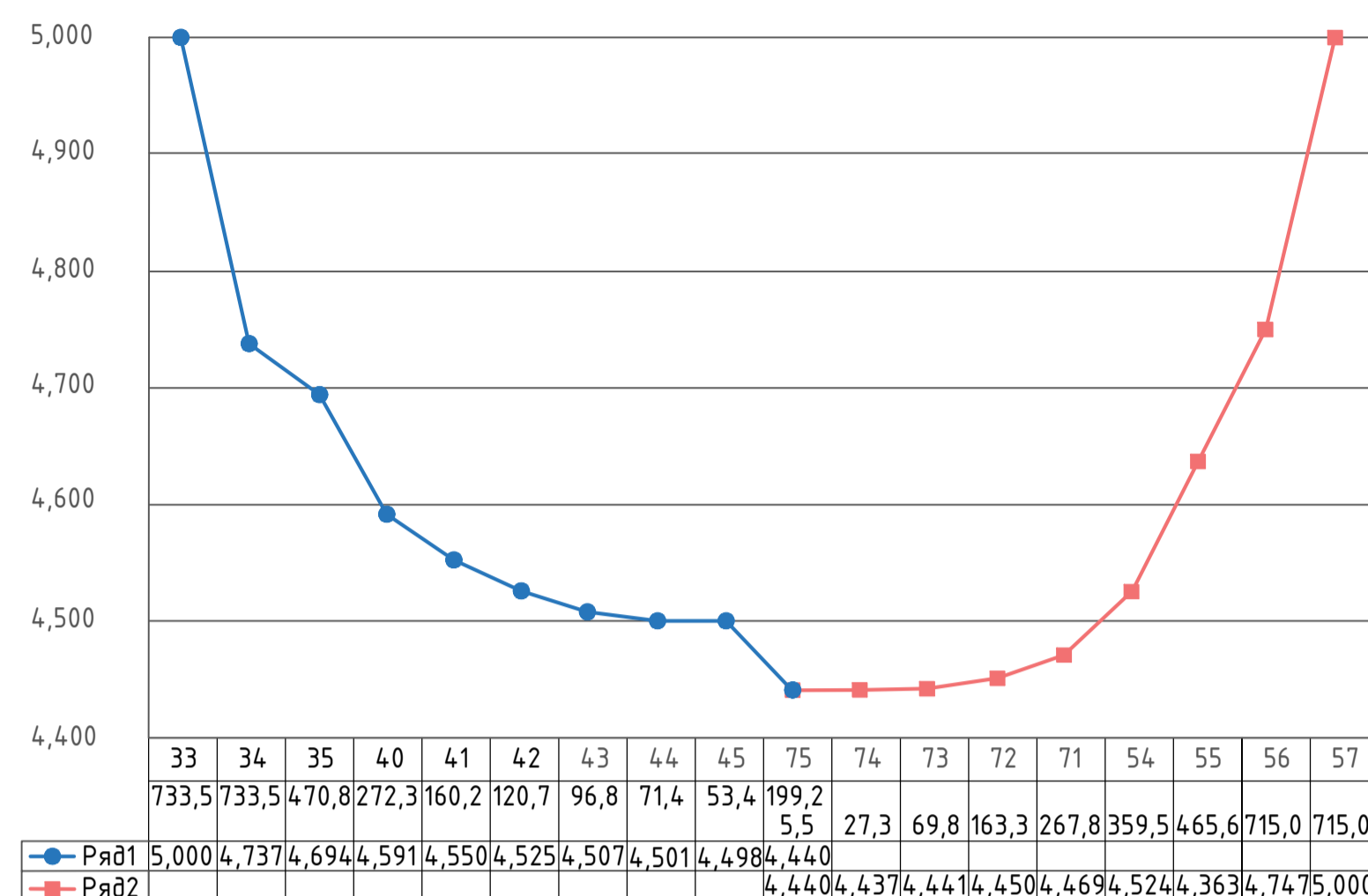
Согласовано	
Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

БР-08.03.01.05-2021-ГС						ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилой зоны с Агинское		
Разраб.	А.Ф. Дроздов					Стация	Лист	Листов
Проверил	И.Б. Оленев					У	5	6
Н. контроль	И.Б. Оленев					Кафедра ИСЭиС		
Заб. каф.	А.И. Малешенко					План ГРП с регулятором давления РДУК-2В-100 М1:10000 Экспликация оборудования ГРП		

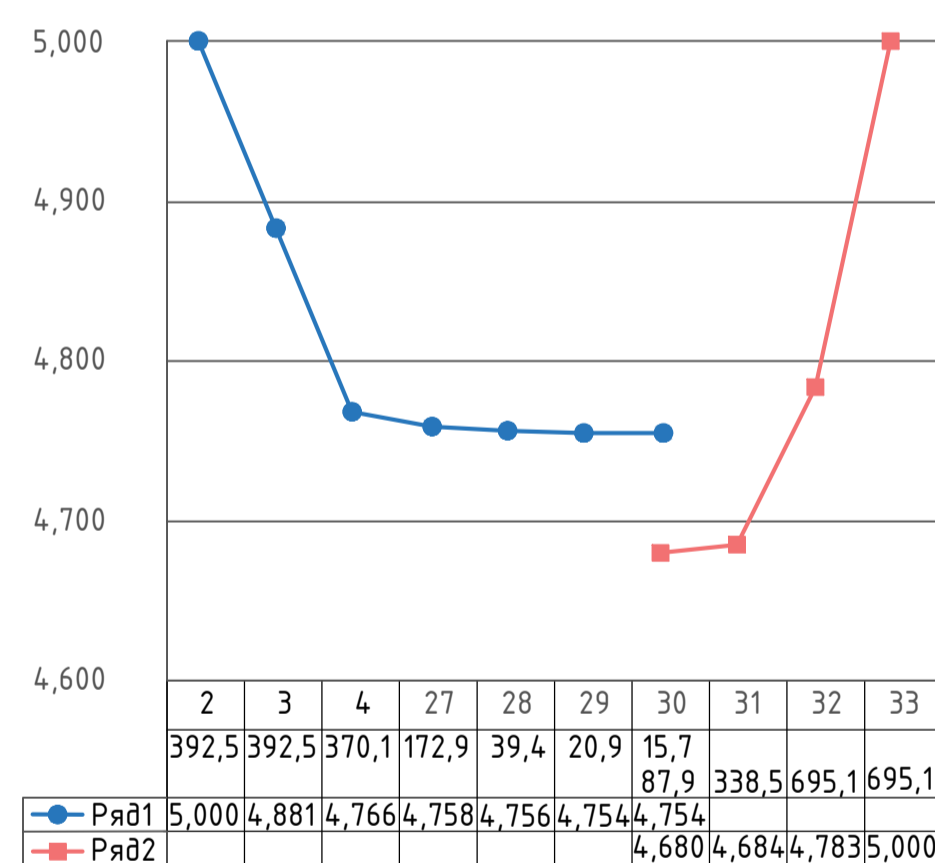
Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №75



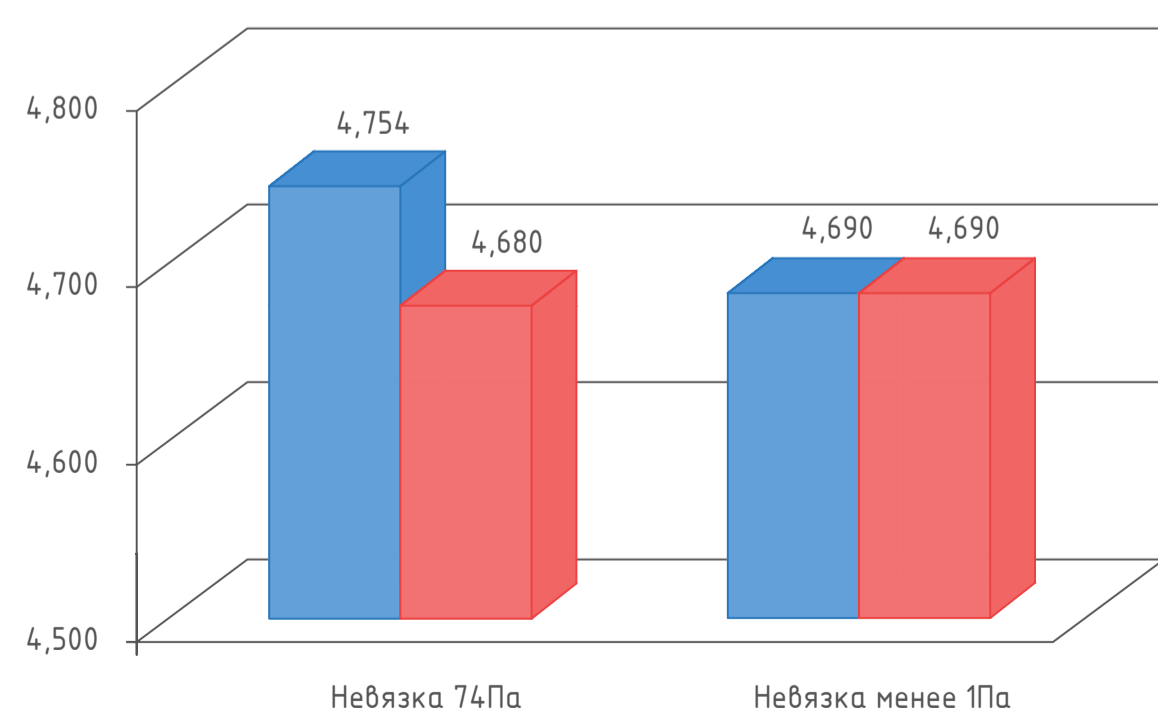
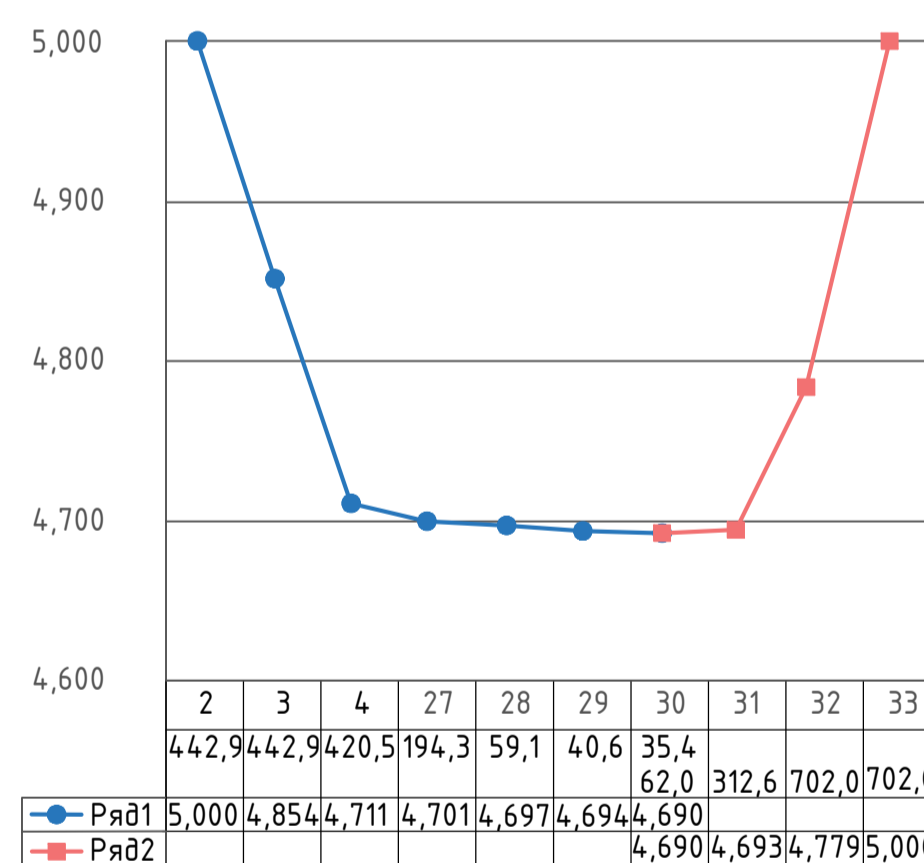
Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №75 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №30



Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №30 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Результаты увязки давлений в узловых точках


Узловые точки	Участок до узловой точки			Участок после узловой точки	
	Номер	Давление газа в конце участка, кПа	Расход газа в конце участка, м³/ч	Номер	Расход газа в начале участка, м³/ч
75	29-30	4,690	35,4	30-70	97,4
	30-31	4,690	62,0		
		P=0	Σ=97,4		
61	60-61	4,662	25,6	61-78	55,4
	61-62	4,662	29,9		
		P=0	Σ=55,4		
54	53-54	4,524	12,6	54-71	298,6
	54-55	4,524	359,5	54-94	73,5
		P=0	Σ=372,1		Σ=372,1

БР-08.03.01.05-2021-ГС					
ФГАОУ ВО "Сибирский федеральный университет" Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	А.Ф.Драгунцова				
Проверил	И.Б.Оленев				
Н.контр.	И.Б.Оленев				
Заб.каф.	А.И.Матвеева				
Газоснабжение жилой зоны с Агинское			Стандия	Лист	Листов
Результаты математического моделирования увязки давлений в узловых точках			У	6	6
			Кафедра ИСЭИС		

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
«21» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Газоснабжение жилой зоны с.Агинское
тема

Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень


И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.Ф.Дрожденикова
инициалы, фамилия

Нормоконтроллер


подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2021