

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

« _____ » _____ 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта
тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Э.З.Нигматуллина
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Газоснабжение.....	4
1.1 Общие сведения о газификации поселка городского типа.....	4
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	7
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	9
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа.....	10
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод).....	11
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта.....	22
1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	23
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	24
1.9 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа.....	24
1.10 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления.....	25
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	58
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции.....	62
1.13 Расчет неравномерности потребления газа.....	66
2. Технология возведения инженерных сетей	72
2.1 Подготовительные работы.....	72
2.2 Земляные работы.....	72
2.3 Монтаж газопроводов.....	74
2.4 Испытание газопроводов.....	74
2.5 Благоустройство трассы.....	75
2.6 Сдача объекта в эксплуатацию.....	76
Заключение.....	77
Список использованных источников.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления	

ВВЕДЕНИЕ

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

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации пгт. Большая Мурта, Большемуртинского района Красноярского края численность населения которого составляет 7900 человек. Газифицировать пгт. Большая Мурта предполагается природным газом.

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

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

1 Газоснабжение

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

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

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

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

1.1 Общие сведения о газификации поселка городского типа

Поселок городского типа Большая Мурта расположен в Большемуртинском районе Красноярского края. Численность населения данного поселка составляет 7900 человек.

В поселке находятся котельные: котельная «ОРС Восход», котельная «БПК», котельная «505», котельная «Школа №2», котельная «РВК», котельная «Аптека», котельная «Школа №3», котельная «Колос» (совхоз), котельная «РПТ», котельная «Коррекционная школа», котельная «Лесхоз».

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

Метеорологические условия:

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

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
1	250	4500	
2	210	3780	
3	210	3780	
4	300	5400	
5	210	3780	
6	200	3600	
7	190	3420	
8	170	3060	
9	210	3780	Хлебозавод, ул.Садовая,3
10	190	3420	
11	200	3600	
12	210	3780	
13	240		ОВ и ГВС от котельных №3 «505» и №5 «РВК»
14	200	3600	
15	170	3060	
16	180	3240	
17	230	4140	

Окончание таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
18	220		ОВ и ГВС от котельной №6 «Аптека»
19	190	3420	
20	290	5220	
21	240	4320	
22	210	3780	
23	230	4140	
24	210	3780	
25	340	6120	
26	240	4320	
27	250		ОВ и ГВС от котельной №8 «Колос»
28	310	5580	
29	250	4500	
30	210	3780	
31	210	3780	
32	290	5220	
33	340		ОВ и ГВС от котельной №9 «РПТ»
34	300	5400	
Всего		7900	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная «ОРС Восход»	ул.Садовая, 3А	2,32	5090
2	Котельная «БПК»	ул.Кооперативная,31 пом.3	0,5	1200
3	Котельная «505»		2	4250
4	Котельная «Школа №2»	ул.Комсомольская,9А	1	1800
5	Котельная «РВК»	пер.Центральный,5Б	0,5	850
6	Котельная «Аптека»	ул.Советская, 84Б	1,24	3000
7	Котельная «Школа №3»	ул.Школьная,2Б	0,4	475
8	Котельная «Колос» (совхоз)	ул.Советская, 161Б	2,5	7000
9	Котельная «РПТ»	ул.Советская, 176А	2,32	5000
11	Котельная «Коррекционная школа»	ул.Свердлова, 80	0,7	600
12	Котельная «Лесхоз»	ул.Советская, 106 стр.5	0,63	525

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

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

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

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

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

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

Плотность газа, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

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

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

Кинематическая вязкость газа, м²/с, определяется по формуле

$$\nu_r = \mu_r / \rho_r, \quad (3)$$

где μ_r - динамическая вязкость газа, Па·с;

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

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

0,784 кг/м³.

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

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

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

1.3 Расчет потребления природного газа населением

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где n_o , 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 $Q_H^P = 36700$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
1	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
2	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
3	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
4	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	81,744

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
5	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
6	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,496
7	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
8	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,322
9	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
10	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
11	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,496
12	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
13	240	Приготовление пищи	4100	111,7	26,812
14	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,496
15	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,322
16	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
17	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	62,670
18	220	Приготовление пищи	4100	111,7	24,578
19	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
20	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	79,019
21	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	65,395
22	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
23	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	62,670
24	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
25	340	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	92,643
26	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	65,395
27	250	Приготовление пищи	4100	111,7	27,929

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
28	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	84,469
29	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
30	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
31	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
32	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	79,019
33	340	Приготовление пищи	4100	111,7	37,984
34	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	81,744
Всего					1983,79

Из таблицы 4 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 1983,79 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

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

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	68,120	1800	37,8
2	57,221	1800	31,8
3	57,221	1800	31,8
4	81,744	1800	45,4
5	57,221	1800	31,8
6	54,496	1800	30,3
7	51,771	1800	28,8
8	46,322	1800	25,7
9	57,221	1800	31,8
10	51,771	1800	28,8
11	54,496	1800	30,3
12	57,221	1800	31,8
13	26,812	1800	14,9
14	54,496	1800	30,3
15	46,322	1800	25,7

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
18	24,578	1800	13,7
19	51,771	1800	28,8
20	79,019	1800	43,9
21	65,395	1800	36,3
22	57,221	1800	31,8
23	62,670	1800	34,8
24	57,221	1800	31,8
25	92,643	1800	51,5
26	65,395	1800	36,3
27	27,929	1800	15,5
28	84,469	1800	46,9
29	68,120	1800	37,8
30	57,221	1800	31,8
31	57,221	1800	31,8
32	79,019	1800	43,9
33	37,984	1800	21,1
34	81,744	1800	45,4
Всего			1102,1

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в пгт. Большая Мурта по результатам расчета из таблицы 5 равен 1102,1 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

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

Исходные данные для расчета:

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

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

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
1	4500	369,764
2	3780	310,602
3	3780	310,602
4	5400	443,717
5	3780	310,602
6	3600	295,811

Окончание таблицы 6 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
7	3420	281,021
8	3060	251,439
9	3780	310,602
10	3420	281,021
11	3600	295,811
12	3780	310,602
14	3600	295,811
15	3060	251,439
16	3240	266,230
17	4140	340,183
19	3420	281,021
20	5220	428,926
21	4320	354,973
22	3780	310,602
23	4140	340,183
24	3780	310,602
25	6120	502,879
26	4320	354,973
28	5580	458,507
29	4500	369,764
30	3780	310,602
31	3780	310,602
32	5220	428,926
34	5400	443,717
Всего		10131,53

Из таблицы 6 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 10131,53 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

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

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

$$m_{ог} = 237 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-6,7)}{22 - (-37)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-6,7)}{22 - (-37)} \right) = 3672 \text{ ч/год}$$

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	369,764	3672	100,7
2	310,602	3672	84,6
3	310,602	3672	84,6
4	443,717	3672	120,8
5	310,602	3672	84,6
6	295,811	3672	80,6
7	281,021	3672	76,5
8	251,439	3672	68,5
9	310,602	3672	84,6
10	281,021	3672	76,5
11	295,811	3672	80,6
12	310,602	3672	84,6
14	295,811	3672	80,6
15	251,439	3672	68,5
16	266,230	3672	72,5
17	340,183	3672	92,6
19	281,021	3672	76,5
20	428,926	3672	116,8
21	354,973	3672	96,7
22	310,602	3672	84,6
23	340,183	3672	92,6
24	310,602	3672	84,6
25	502,879	3672	136,9
26	354,973	3672	96,7
28	458,507	3672	124,9
29	369,764	3672	100,7
30	310,602	3672	84,6
31	310,602	3672	84,6
32	428,926	3672	116,8
34	443,717	3672	120,8
Всего			2759,2

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в пгт. Большая Мурта по результатам расчета из таблицы 7 равен 2759,2 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне пгт. Большая Мурта.

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

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

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	68,120	369,764	437,884
2	57,221	310,602	367,823
3	57,221	310,602	367,823
4	81,744	443,717	525,461
5	57,221	310,602	367,823
6	54,496	295,811	350,307
7	51,771	281,021	332,792
8	46,322	251,439	297,761
9	57,221	310,602	367,823
10	51,771	281,021	332,792
11	54,496	295,811	350,307
12	57,221	310,602	367,823
13	26,812	0,000	26,812
14	54,496	295,811	350,307
15	46,322	251,439	297,761
16	49,046	266,230	315,276
17	62,670	340,183	402,853
18	24,578	0,000	24,578
19	51,771	281,021	332,792
20	79,019	428,926	507,945
21	65,395	354,973	420,368
22	57,221	310,602	367,823
23	62,670	340,183	402,853
24	57,221	310,602	367,823
25	92,643	502,879	595,522
26	65,395	354,973	420,368
27	27,929	0,000	27,929
28	84,469	458,507	542,976
29	68,120	369,764	437,884
30	57,221	310,602	367,823
31	57,221	310,602	367,823
32	79,019	428,926	507,945
33	37,984	0,000	37,984
34	81,744	443,717	525,461
Всего			12115,325

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в пгт. Большая Мурта составляет 12115,325 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне пгт. Большая Мурта.

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

Таблица 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в п. Большая Мурта

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	37,8	100,7	138,5
2	31,8	84,6	116,4
3	31,8	84,6	116,4
4	45,4	120,8	166,2
5	31,8	84,6	116,4
6	30,3	80,6	110,9
7	28,8	76,5	105,3
8	25,7	68,5	94,2
9	31,8	84,6	116,4
10	28,8	76,5	105,3
11	30,3	80,6	110,9
12	31,8	84,6	116,4
13	14,9	0,0	14,9
14	30,3	80,6	110,9
15	25,7	68,5	94,2
16	27,2	72,5	99,7
17	34,8	92,6	127,4
18	13,7	0,0	13,7
19	28,8	76,5	105,3
20	43,9	116,8	160,7
21	36,3	96,7	133,0
22	31,8	84,6	116,4
23	34,8	92,6	127,4
24	31,8	84,6	116,4
25	51,5	136,9	188,4
26	36,3	96,7	133,0
27	15,5	0,0	15,5
28	46,9	124,9	171,8
29	37,8	100,7	138,5
30	31,8	84,6	116,4
31	31,8	84,6	116,4
32	43,9	116,8	160,7
33	21,1	0,0	21,1
34	45,4	120,8	166,2
Всего			3861,3

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в пгт. Большая Мурта составляет 3861,3 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 10. Низшая теплота сгорания $Q_H^P = 36700$ кДж/м³.

Таблица 10 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м ³ /ч	тыс.м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная «ОРС Восход»	2,32	5090	80	330,9	725,880
Котельная «БПК»	0,5	1200	80	71,3	171,131
Котельная «505»	2	4250	80	285,2	606,088
Котельная «Школа №2»	1	1800	80	142,6	256,696

Окончание таблицы 10 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м ³ /ч	тыс.м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная «РВК»	0,5	850	80	71,3	121,218
Котельная «Аптека»	1,24	3000	80	176,8	427,827
Котельная «Школа №3»	0,4	475	80	57,0	67,739
Котельная «Колос» (совхоз)	2,5	7000	80	356,5	998,263
Котельная «РПТ»	2,32	5000	80	330,9	713,045
Котельная «Коррекционная школа»	0,7	600	80	99,8	85,565
Котельная «Лесхоз»	0,63	525	80	89,8	74,870
Всего				2012,1	4248,322

Для газоснабжения котельных поселка городского типа Большая Мурта требуется 4248,322 тыс.м³/год газа.

1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозаводом)

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

Количество расчетных единиц потребления для хлебозаводов определяется по формуле

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

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

N_i - численность населения, чел.

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

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

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

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

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

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

$$n^x = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 7900 = 2018,5 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{год}}^x = \frac{2500 \cdot 2018,5}{36700} \cdot 10^{-3} = 0,137 \text{ млн. м}^3/\text{год}$$

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

$$Q_{\text{ч}}^x = \frac{0,137 \cdot 10^6}{6000} = 22,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

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

Таблица 11 – Расход газа по видам потребления в п. Большая Мурта

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
КБП население	1102,1	1983,791
ОВ население	2759,2	10131,534

Окончание таблицы 11 – Расход газа по видам потребления в пгт. Большая Мурта

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
Население	3861,3	12115,325
Котельная "ОРС Восход"	330,9	725,880
Котельная "БПК"	71,3	171,131
Котельная "505"	285,2	606,088
Котельная "Школа №2"	142,6	256,696
Котельная "РВК"	71,3	121,218
Котельная "Аптека"	176,8	427,827
Котельная "Школа №3"	57,0	67,739
Котельная "Колос" (совхоз)	356,5	998,263
Котельная "РПТ"	330,9	713,045
Котельная "Коррекционная школа"	99,8	85,565
Котельная "Лесхоз"	89,8	74,870
Хлебозавод	22,9	137,497
Всего	5896,3	16501,144

1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

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

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая предполагается размещается на юге от поселка. В поселке запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 6 колец и тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Все котельные запитываются от сети низкого давления.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселке городского типа 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 поселке городского типа

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

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

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

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

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием

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

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

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

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

1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления

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

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

На втором этапе газовую сеть разбивают на участки, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность

этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу.

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

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

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

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

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

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

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

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

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

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

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

V - объемный расход газа, м³/ч;

F - площадь поперечного сечения участка газопровода, м^2 .

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, $\text{м}^2/\text{с}$.

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

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

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

где p_H - давление в начале газопровода, Па ;

p_K - давление в конце газопровода, Па ;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V - объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

d - внутренний диаметр газопровода, см ;

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

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 $\text{м}^3/\text{ч}$, и

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

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

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

v - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

где Re – число Рейнольдса;

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

d - внутренний диаметр газопровода, см.

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

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\sum \Delta P_{\text{по кольцу}} = 0.$$

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

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

где Δ - относительная ошибка, %;

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

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

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

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

где ΔP - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

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

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

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - длина участка газопровода, м.

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

Чтобы определить откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на

участках - $\Delta P/Q_P$, где ΔP - потери давления на участке, Па; Q_P – расчетный расход газа на участке, м³/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

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

где d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

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

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

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

где d_K - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

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

d_P - расчетный внутренний диаметр участка, см;

l - длина участка, м.

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

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

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Кроме этого согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют

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

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

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

l - длина участка, м.

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

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

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

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

l_i - длина рассматриваемого контура (сектора), м.

Для определения транзитного расхода газа необходимо учитывать путь движения газа, согласно схемы предварительного распределения потоков. Транзитный расход газа рассчитывается по формуле

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

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

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

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

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

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

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$
	номер	расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$			
Контур №1	6	110,9	310,4	3030	0,1024
	7	105,3			
	8	94,2			
Контур №2	13	14,9	208,8	2880	0,0725
	15	94,2			
	16	99,7			
Контур №3	18	13,7	396,1	3860	0,1026
	19	105,3			
	20	160,7			
	21	116,4			
Контур №4	24	116,4	264,9	3180	0,0833
	26	133			
	27	15,5			
Контур №5	28	171,8	353,6	5420	0,0652
	32	160,7			
	33	21,1			
Контур №6	10	105,3	343,6	3120	0,1101
	14	110,9			
	17	127,4			
Сектор №1	1	138,5	138,5	1680	0,0824
Сектор №2	2	116,4	116,4	1220	0,0954
Сектор №3	3	116,4	116,4	1520	0,0766
Сектор №4	4	166,2	166,2	1940	0,0857
Сектор №5	9	116,4	116,4	1690	0,0689

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Сектор №6	21	133	133	1740	0,0764
Сектор №7	23	127,4	127,4	1250	0,1019
Сектор №8	29	138,5	138,5	1660	0,0834
Сектор №9	30	116,4	116,4	1160	0,1003
Сектор №10	34	166,2	166,2	2170	0,0766
Сектор №11	31	116,4	116,4	730	0,1595
Сектор №12	25	188,4	188,4	2030	0,0928
Сектор №13	11	110,9	110,9	880	0,1260
Сектор №14	12	116,4	116,4	1560	0,0746
Сектор №15	5	116,4	116,4	1080	0,1078

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

Таблица 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-4	200	Контур №1, Сектор №5	$0,1024+0,0689=0,1713$	34,3
4-5	200	Контур №1	0,1024	20,5
5-6	420	Контур №1, Сектор №2	$0,1024+0,0954=0,1979$	83,1
6-7	360	Контур №1, Сектор №1	$0,1024+0,0824=0,1849$	66,6
7-8	200	Контур №1, Сектор №1	$0,1024+0,0824=0,1849$	37,0
8-9	320	Контур №1, Сектор №15	$0,1024+0,1078=0,2102$	67,3
9-10	320	Контур №1, Сектор №15	$0,1024+0,1078=0,2102$	67,3
10-11	210	Контур №1, Контур №2	$0,1024+0,0725=0,1749$	36,7
11-12	330	Контур №1, Контур №2	$0,1024+0,0725=0,1749$	57,7
12-13	120	Контур №1, Контур №6	$0,1024+0,1101=0,2126$	25,5
1-13	350	Контур №1, Сектор №5	$0,1024+0,0689=0,1713$	60,0
2-14	120	Контур №2, Контур №3	$0,0725+0,1026=0,1751$	21,0
14-15	480	Контур №2, Контур №6	$0,0725+0,1101=0,1826$	87,7
15-16	80	Контур №2, Контур №6	$0,0725+0,1101=0,1826$	14,6
12-16	200	Контур №2, Контур №6	$0,0725+0,1101=0,1826$	36,5
10-17	200	Контур №2, Сектор №15	$0,0725+0,1078=0,1803$	36,1
17-18	200	Контур №2, Сектор №14	$0,0725+0,0746=0,1471$	29,4
18-19	250	Контур №2, Сектор №14	$0,0725+0,0746=0,1471$	36,8
19-20	350	Контур №2, Сектор №14	$0,0725+0,0746=0,1471$	51,5
20-21	220	Контур №2, Контур №3	$0,0725+0,1026=0,1751$	38,5
2-21	240	Контур №2, Контур №3	$0,0725+0,1026=0,1751$	42,0

Продолжение таблицы 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
20-22	120	Контур №3, Сектор №14	0,1026+0,0746=0,1772	21,3
22-23	160	Контур №3, Сектор №14	0,1026+0,0746=0,1772	28,4
23-24	400	Контур №3, Сектор №13	0,1026+0,1260=0,2286	91,5
24-25	160	Контур №3	0,1026	16,4
25-26	390	Контур №3	0,1026	40,0
26-27	160	Контур №3, Контур №4	0,1026+0,0833=0,1859	29,7
27-28	250	Контур №3, Контур №4	0,1026+0,0833=0,1859	46,5
28-29	210	Контур №3, Сектор №7	0,1026+0,1019=0,2045	43,0
29-30	460	Контур №3, Сектор №7	0,1026+0,1019=0,2045	94,1
30-31	610	Контур №3, Сектор №6	0,1026+0,0764=0,1791	109,2
14-31	360	Контур №3, Контур №6	0,1026+0,1101=0,2127	76,6
3-32	240	Контур №4, Контур №5	0,0833+0,0652=0,1485	35,7
32-33	560	Контур №4, Контур №5	0,0833+0,0652=0,1485	83,2
33-34	620	Контур №4	0,0833	51,6
34-35	180	Контур №4	0,0833	15,0
28-35	200	Контур №4, Сектор №7	0,0833+0,1019=0,1852	37,0
26-36	100	Контур №4	0,0833	8,3
37-38	440	Контур №4, Контур №5	0,0833+0,0652=0,1485	65,4
3-38	180	Контур №4, Контур №5	0,0833+0,0652=0,1485	26,7
37-39	720	Контур №5, Сектор №12	0,0652+0,0928=0,1580	720
39-40	340	Контур №5, Сектор №11	0,0652+0,1595=0,2247	340
40-41	640	Контур №5	0,0652	640
41-42	640	Контур №5	0,0652	640
42-43	460	Контур №5	0,0652	460
43-44	320	Контур №5, Сектор №9	0,0652+0,1003=0,1656	320
44-45	280	Контур №5, Сектор №9	0,0652+0,1003=0,1656	280
45-46	160	Контур №5, Сектор №8	0,0652+0,0834=0,1487	160
33-46	440	Контур №5	0,0652	440
31-47	210	Контур №6	0,1101	23,1
47-48	160	Контур №6	0,1101	17,6
48-49	890	Контур №6	0,1101	98,0
49-50	280	Контур №6, Сектор №5	0,1101+0,0689=0,1790	50,1
50-51	100	Контур №6, Сектор №5	0,1101+0,0689=0,1790	17,9
13-51	240	Контур №6, Сектор №5	0,1101+0,0689=0,1790	43,0
8-54	240	Сектор №1, Сектор №15	0,0824+0,1078=0,1902	45,7
6-52	280	Сектор №1, Сектор №2	0,0824+0,0954=0,1779	49,8
52-53	600	Сектор №1	0,0824	49,5
5-55	520	Сектор №2, Сектор №3	0,0954+0,0766=0,1720	89,4
55-56	490	Сектор №3	0,0766	37,5
56-57	510	Сектор №3, Сектор №4	0,0766+0,0857=0,1622	82,7
56-58	400	Сектор №4	0,0857	34,3
57-59	480	Сектор №4	0,0857	41,1
59-60	550	Сектор №4	0,0857	47,1
49-61	520	Сектор №5	0,0689	35,8
30-63	380	Сектор №6, Сектор №7	0,0764+0,1019=0,1784	67,8

Окончание таблицы 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
31-62	750	Сектор №6	0,0764	57,3
46-64	940	Сектор №8	0,0834	78,4
45-65	560	Сектор №8, Сектор №9	0,0834+0,1003=0,1838	102,9
66-67	1020	Сектор №10	0,0766	78,1
66-68	1150	Сектор №10	0,0766	88,1
40-66	130	Сектор №11	0,1595	20,7
39-69	260	Сектор №11, Сектор №12	0,1595+0,0928=0,2523	65,6
69-70	370	Сектор №12	0,0928	34,3
35-71	430	Сектор №12	0,0928	39,9
23-72	480	Сектор №13, Сектор №14	0,1260+0,0746=0,2006	96,3

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

Таблица 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-4	34,3	4-5	20,5+731,2=751,7
4-5	20,5	5-6, 5-55	83,1+315,9+89,4+242,8=731,2
5-6	83,1	6-7, 6-52	66,6+150,0+49,8+49,5=315,9
6-7	66,6	7-8	37,0+113,0=150,0
7-8	37,0	8-9, 8-54	67,3+45,7=113,0
8-9	67,3	нет	0,0
9-10	67,3	нет	0,0
10-11	36,7	9-10, 10-17	67,3+36,1+137,5=240,9
11-12	57,7	10-11	36,7+240,9=277,6
12-13	25,5	50% 11-12	0,5x(57,7+277,6)+8,0=175,6
1-13	60,0	12-13, 13-51	25,5+175,6+43,0+555,7=799,8
2-14	21,0	14-15, 14-31	87,7+567,3+76,6+573,2=1304,8
14-15	87,7	15-16, 15-K2	14,6+481,4+71,3=567,3
15-16	14,6	16-K3, 12-16	285,2+36,5+159,6=481,3
12-16	36,5	50% 11-12	0,5x(57,7+277,5)+(-8,0)=159,6
10-17	36,1	17-18, 17-K11	29,4+8,3+99,8=137,5
17-18	29,4	20% 18-K5	0,2x71,3+(-6)=8,3
18-19	36,8	80% 18-K5	0,8x71,3+6,0=63,0
19-20	51,5	18-19	36,8+63,0=99,8
20-21	38,5	19-20, 20-22	51,5+99,8+21,3+431,2=603,8
2-21	42,0	20-21	38,5+603,8=642,3
20-22	21,3	22-23, 22-K6	28,4+226,1+176,8=431,3

Продолжение таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
22-23	28,4	23-24, 23-72	91,5+38,3+96,3=226,1
23-24	91,5	24-25	16,4+21,9=38,3
24-25	16,4	50% 25-К12	0,5x89,8+(-23,0)=21,9
25-26	40,0	50% 25-К12	0,5x89,8+23,0=67,9
26-27	29,7	27-28	46,5+18,5=65,0
27-28	46,5	50% 28-35	0,5x37,0=18,5
28-29	43,0	50% 28-35	0,5x37,0=18,5
29-30	94,1	28-29	43,0+18,5=61,5
30-31	109,2	29-30, 30-63	94,1+61,5+67,8=223,4
14-31	76,6	30-31, 31-47, 31-62	109,2+223,4+23,1+160,2+57,3=573,1
3-32	35,7	32-33	83,2+802,5=885,7
32-33	83,2	33-34, 33-46	51,6+15,0+28,7+707,1=802,4
33-34	51,6	34-35	15,0
34-35	15,0	нет	0,0
28-35	37,0	нет	0,0
26-36	8,3	26-25, 26-27	40,0+67,9+29,7+65,0=202,6
36-37	44,0	26-36, 36-71	8,3+202,7+39,9=250,9
37-38	65,4	36-37, 37-39	44,0+250,9+113,8+405,0=813,7
3-38	26,7	37-38, 38-73	65,4+813,7+413,5=1292,6
37-39	113,8	39-40, 39-69	76,4+228,7+65,6+34,3=405,0
39-40	76,4	40-41, 40-66	41,8+20,7+166,2=228,7
40-41	41,8	нет	0,0
41-42	41,8	нет	0,0
42-43	30,0	41-42, 42-К9	41,8+330,9=372,7
43-44	53,0	42-43	30,0+372,7=402,7
44-45	46,4	43-44	53,0+402,7=455,7
45-46	23,8	44-45, 45-65	46,4+455,7+102,9=605,0
33-46	28,7	45-46, 46-64	23,8+605,0+78,4=707,2
31-47	23,1	47-48, 47-К4	17,6+142,6=160,2
47-48	17,6	нет	0,0
48-49	98,0	нет	0,0
49-50	50,1	48-49, 49-61	98,0+35,8=133,8
50-51	17,9	49-50, 50-Х	50,1+133,8+22,9=206,9
13-51	43,0	50-51, 51-К1	17,9+206,9+330,9=555,7
8-54	45,7	нет	0,0
6-52	49,8	52-53	49,5
52-53	49,5	нет	0,0
5-55	89,4	55-56	37,5+205,3=242,8
55-56	37,5	56-57, 56-58	82,7+88,2+34,3=205,3
56-57	82,7	57-59	41,1+47,1=88,2
56-58	34,3	нет	0,0
57-59	41,1	59-60	47,1
59-60	47,1	нет	0,0

Окончание таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
49-61	35,8	нет	0,0
30-63	67,8	нет	0,0
31-62	57,3	нет	0,0
46-64	78,4	нет	0,0
45-65	102,9	нет	0,0
66-67	78,1	нет	0,0
66-68	88,1	нет	0,0
40-66	20,7	66-67, 66-68	78,1+88,1=166,2
39-69	65,6	69-70	34,3
69-70	34,3	нет	0,0
35-71	39,9	нет	0,0
23-72	96,3	нет	0,0
38-73	0,0	73-К7, 73-К8	57,0+356,5=413,5
51-К1		Котельная 1	330,9
15-К2		Котельная 2	71,3
16-К3		Котельная 3	285,2
47-К4		Котельная 4	142,6
18-К5		Котельная 5	71,3
22-К6		Котельная 6	176,8
73-К7		Котельная 7	57,0
73-К8		Котельная 8	356,5
42-К9		Котельная 9	330,9
17-К11		Котельная 11	99,8
25-К12		Котельная 12	89,8
50-Х		Хлебозавод	22,9

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

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

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

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

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

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

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

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

Согласно схеме распределения потоков газа, приведенной в приложении А, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети. На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 15.

Таблица 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	k_{II}	Транзитный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	Q , $\text{м}^3/\text{ч}$	Расчетный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$
1-4	34,3	0,55	751,5		770,4
4-5	20,5	0,55	731,0		742,3
5-6	83,1	0,55	315,7		361,4
6-7	66,6	0,55	149,9		186,5
7-8	37,0	0,55	112,9		133,3
8-9	67,3	0,55	0,0		37,0
9-10	67,3	0,55	0,0		37,0
10-11	36,7	0,55	240,8		261,0
11-12	57,7	0,55	277,5		309,3
12-13	25,5	0,55	175,6	8,0	189,7
1-13	60,0	0,55	799,8		832,7
2-14	21,0	0,55	1304,8		1316,3
14-15	87,7	0,55	567,3		615,5
15-16	14,6	0,55	481,4		489,4
12-16	36,5	0,55	159,6	-8,0	179,7
10-17	36,1	0,55	137,5		157,3
17-18	29,4	0,55	8,3	-6,0	24,4

Продолжение таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	<i>k_п</i>	Транзитный расход газа, м ³ /ч	<i>Q</i> , м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
18-19	36,8	0,55	63,0	6,0	83,3
19-20	51,5	0,55	99,8		128,1
20-21	38,5	0,55	603,8		625,0
2-21	42,0	0,55	642,3		665,5
20-22	21,3	0,55	431,2		442,9
22-23	28,4	0,55	226,1		241,7
23-24	91,5	0,55	38,3		88,6
24-25	16,4	0,55	21,9	-23,0	30,9
25-26	40,0	0,55	67,9	23,0	89,9
26-27	29,7	0,55	65,0		81,4
27-28	46,5	0,55	18,5		44,1
28-29	43,0	0,55	18,5		42,1
29-30	94,1	0,55	61,5		113,2
30-31	109,2	0,55	223,3		283,4
14-31	76,6	0,55	573,2		615,4
3-32	35,7	0,55	885,7		905,3
32-33	83,2	0,55	802,5		848,2
33-34	51,6	0,55	15,0		43,4
34-35	15,0	0,55	0,0		8,2
28-35	37,0	0,55	0,0		20,4
26-36	8,3	0,55	202,7		207,3
36-37	44,0	0,55	250,9		275,1
37-38	65,4	0,55	813,7		849,7
3-38	26,7	0,55	1292,6		1307,3
37-39	113,8	0,55	405,0		467,6
39-40	76,4	0,55	228,7		270,7
40-41	41,8	0,55	0,0		23,0
41-42	41,8	0,55	0,0		23,0
42-43	30,0	0,55	372,7		389,2
43-44	53,0	0,55	402,7		431,8
44-45	46,4	0,55	455,7		481,2
45-46	23,8	0,55	604,9		618,0
33-46	28,7	0,55	707,1		722,9
31-47	23,1	0,55	160,2		172,9
47-48	17,6	0,55	0,0		9,7
48-49	98,0	0,55	0,0		53,9
49-50	50,1	0,55	133,8		161,4
50-51	17,9	0,55	206,9		216,7
13-51	43,0	0,55	555,7		579,3
8-54	45,7	0,55	0,0		25,1
6-52	49,8	0,55	49,5		76,9
52-53	49,5	0,55	0,0		27,2
5-55	89,4	0,55	242,8		292,0
55-56	37,5	0,55	205,3		225,9
56-57	82,7	0,55	88,2		133,8

Окончание таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q , м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
56-58	34,3	0,55	0,0		18,8
57-59	41,1	0,55	47,1		69,7
59-60	47,1	0,55	0,0		25,9
49-61	35,8	0,55	0,0		19,7
30-63	67,8	0,55	0,0		37,3
31-62	57,3	0,55	0,0		31,5
46-64	78,4	0,55	0,0		43,1
45-65	102,9	0,55	0,0		56,6
66-67	78,1	0,55	0,0		43,0
66-68	88,1	0,55	0,0		48,4
40-66	20,7	0,55	166,2		177,6
39-69	65,6	0,55	34,3		70,4
69-70	34,3	0,55	0,0		18,9
35-71	39,9	0,55	0,0		21,9
23-72	96,3	0,55	0,0		53,0
38-73	0,0	1,00	413,5		413,5
51-K1	330,9	1,00			330,9
15-K2	71,3	1,00			71,3
16-K3	285,2	1,00			285,2
47-K4	142,6	1,00			142,6
18-K5	71,3	1,00			71,3
22-K6	176,8	1,00			176,8
73-K7	57,0	1,00			57,0
73-K8	356,5	1,00			356,5
42-K9	330,9	1,00			330,9
17-K11	99,8	1,00			99,8
25-K12	89,8	1,00			89,8
50-X	22,9	1,00			22,9

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-4		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	770,4	89827	0,0183	219	0,2845
	4-5		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	742,3	86555	0,0184	205	0,2767
	5-6		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	361,4	42143	0,0221	122	0,3387
	6-7		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	186,5	21747	0,0261	33	0,1768
	7-8		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	133,3	15539	0,0283	10	0,0763
	8-9		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	37,0	4314	0,0390	2	0,0467
	9-10		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-37,0	5395	0,0369	-5	0,1351
	10-11	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-261,0	38061	0,0227	-100	0,3837
	11-12	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-309,3	36065	0,0230	-73	0,2368
	12-13	К6	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-189,7	22116	0,0259	-11	0,0597
	1-13		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-832,7	97100	0,0179	-440	0,5279
$\Delta = \frac{-37}{0,5 \cdot 1221} 100\% = -6,13\%$, $\sum \Delta Q_K = -3,66$ м ³ /ч								$\Sigma -37$	$\Sigma 2,5428$
								$\Sigma / \Delta P = 1221$	
К2	2-14	К3	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	1316,3	153488	0,0164	345	0,2624
	14-15	К6	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	615,5	71768	0,0193	355	0,5771
	15-16	К6	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	489,4	57066	0,0205	40	0,0810
	12-16	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	179,7	20957	0,0263	17	0,0955
	11-12	К1	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	309,3	36065	0,0230	73	0,2368
	10-11	К1	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	261,0	38061	0,0227	100	0,3837
	10-17		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	157,3	18343	0,0272	14	0,0864
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	24,4	2850	0,0354	0	0,0175
	18-19		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-83,3	9709	0,0319	-6	0,0670
	19-20		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-128,1	14941	0,0286	-17	0,1297
	20-21	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-625,0	72878	0,0193	-167	0,2675
	2-21	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-665,5	77595	0,0190	-204	0,3059
$\Delta = \frac{552}{0,5 \cdot 1338} 100\% = 82,5\%$, $\sum \Delta Q_K = 72,0$ м ³ /ч								$\Sigma 552$	$\Sigma 2,5106$

	$\Sigma/\Delta P/=1338$	
--	-------------------------	--

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К3	2-21	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	665,5	77595	0,0190	204	0,3059
	20-21	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	625,0	72878	0,0193	167	0,2675
	20-22		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	442,9	51648	0,0210	50	0,1127
	22-23		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	241,7	28180	0,0244	23	0,0954
	23-24		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	88,6	10333	0,0314	10	0,1124
	24-25		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	30,9	3607	0,0383	1	0,0192
	25-26		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-89,9	10484	0,0313	-10	0,1108
	26-27	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	81,4	11864	0,0303	10	0,1220
	27-28	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	44,1	6429	0,0353	5	0,1204
	28-29		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-42,1	4914	0,0378	-1	0,0338
	29-30		460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-113,2	13202	0,0295	-18	0,1553
	30-31		610	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-283,4	33047	0,0235	-116	0,4099
	14-31	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-615,4	71753	0,0193	-266	0,4327
2-14	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-1316,3	153488	0,0164	-345	0,2624	
$\Delta = \frac{-287}{0,5 \cdot 1226} 100\% = -46,85\%$, $\sum \Delta Q_K = 71,9 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum -287$	$\sum 2,5605$
								$\sum / \Delta P = 1226$	
К4	3-32	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	905,3	94247	0,0181	204	0,2249
	32-33	К5	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	848,2	88308	0,0184	424	0,4998
	33-34		620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	43,4	5061	0,0375	4	0,1020
	34-35		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	8,2	962	0,0666	0	0,0100
	28-35		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-20,4	2376	0,0334	0	0,0137
	27-28	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-44,1	6429	0,0353	-5	0,1204
	26-27	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-81,4	11864	0,0303	-10	0,1220

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	26-36		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-207,3	24166	0,0254	-11	0,0531
	36-37		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-275,1	32080	0,0236	-45	0,1643
	37-38	К5	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-849,7	88458	0,0183	-334	0,3932
	3-38	К5	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-1307,3	136099	0,0169	-297	0,2273
$\Delta = \frac{-71}{0,5 \cdot 1335} 100\% = -10,62\%$, $\sum \Delta Q_K = 101,5 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma -71$	$\Sigma 1,9307$
								$\Sigma/\Delta P = 1335$	
К5	3-38	К4	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	1307,3	136099	0,0169	297	0,2273
	37-38	К4	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	849,7	88458	0,0183	334	0,3932
	37-39		720	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	467,6	48680	0,0213	192	0,4111
	39-40		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	270,7	28182	0,0244	35	0,1288
	40-41		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	23,0	2391	0,0334	1	0,0282
	41-42		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-23,0	2391	0,0334	-1	0,0282
	42-43		460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-389,2	40514	0,0223	-89	0,2289
	43-44		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-431,8	44954	0,0217	-74	0,1721
	44-45		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-481,2	50091	0,0211	-79	0,1633
	45-46		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-618,0	64340	0,0199	-70	0,1126
	33-46		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-722,9	75263	0,0191	-252	0,3483
	32-33	К4	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-848,2	88308	0,0184	-424	0,4998
	3-32	К4	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-905,3	94247	0,0181	-204	0,2249
$\Delta = \frac{-333}{0,5 \cdot 2051} 100\% = -32,44\%$, $\sum \Delta Q_K = 108,0 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma -333$	$\Sigma 2,9667$
								$\Sigma/\Delta P = 2051$	
К6	14-31	К3	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	615,4	71753	0,0193	266	0,4327
	31-47		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	172,9	28034	0,0245	81	0,4660
	47-48		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	9,7	1571	0,0407	0	0,0331
	48-49		890	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-53,9	8739	0,0327	-44	0,8238

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К6	49-50		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-161,4	26163	0,0249	-95	0,5899
	50-51		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-216,7	35127	0,0231	-57	0,2628
	13-51		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-579,3	93904	0,0181	-764	1,3185
	12-13	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	189,7	22116	0,0259	11	0,0597
	12-16	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-179,7	20957	0,0263	-17	0,0955
	15-16	К2	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-489,4	57066	0,0205	-40	0,0810
	14-15	К2	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-615,5	71768	0,0193	-355	0,5771
$\Delta = \frac{-1014}{0,5 \cdot 1731} 100\% = -117,15\%$, $\sum \Delta Q_K = 132,5 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum -1014}{\sum / \Delta P / = 1731}$	$\sum 4,7400$

48

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-37}{1,75 \cdot 2,5428} = 8,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{552}{1,75 \cdot 2,5106} = -125,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-287}{1,75 \cdot 2,5605} = 64,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-71}{1,75 \cdot 1,9307} = 21,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-333}{1,75 \cdot 2,9667} = 64,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-1014}{1,75 \cdot 4,7400} = 122,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K = 8,4 + \frac{((0,3837 + 0,2368) \cdot (-125,6) + 0,5279 \cdot 122,2)}{2,5428} = -19,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K = -125,6 + \frac{((0,2368 + 0,3837) \cdot (-19,4) + (0,2624 + 0,2675 + 0,3059) \cdot 64,1 + (0,5771 + 0,0810 + 0,0955) \cdot 122,2)}{2,5106} = -72,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K = 64,1 + \frac{((0,3059 + 0,2675 + 0,2624) \cdot (-72,4) + (0,1220 + 0,1204) \cdot 21,0 + 0,4237 \cdot 122,2)}{2,5605} = 63,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

49

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K = 21,0 + \frac{((0,1204 + 0,1220) \cdot 63,1 + (0,2249 + 0,4998 + 0,3932 + 0,2273) \cdot 64,1)}{1,9307} = 73,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = 64,1 + \frac{(0,2273 + 0,3932 + 0,4998 + 0,2249) \cdot 73,5)}{2,9667} = 97,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K = 122,2 + \frac{(0,0597 \cdot (-19,4) + (0,0955 + 0,0810 + 0,5711) \cdot (-72,4) + 0,4327 \cdot 63,1)}{4,7400} = 116,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

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

Таблица 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	-6,13	-11,12	-1,26	-0,06	-0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	8,41	15,08	1,72	0,08	0,02	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-19,38	13,46	2,02	0,18	0,05	0,01	-3,66
Кольцо 2							
Ошибка в кольце, %	82,50	6,90	-1,04	-0,33	-0,10	-0,03	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-125,60	-10,09	1,51	0,48	0,14	0,04	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-72,36	-2,30	1,90	0,55	0,16	0,05	-72,00
Кольцо 3							
Ошибка в кольце, %	-46,85	-2,36	0,00	-0,05	-0,02	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	64,12	3,57	-0,01	0,08	0,02	0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	63,14	7,23	1,02	0,38	0,11	0,03	71,90
Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	-10,62	-10,76	-2,99	-0,87	-0,25	-0,07	

Окончание таблицы 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	20,98	20,23	5,69	1,67	0,49	0,14	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	73,55	19,87	5,78	1,70	0,50	0,15	101,54
Кольцо 5							
Ошибка в кольце, %	-32,44	0,89	-0,01	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	64,06	-1,67	0,02	0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	97,41	7,00	2,54	0,74	0,22	0,06	107,97
Кольцо 6							
Ошибка в кольце, %	-117,15	-17,15	0,22	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	122,22	15,19	-0,19	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	116,24	15,95	0,16	0,10	0,03	0,01	132,50

51

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;

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

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{\text{уч}}$, м ³ /ч	Q_P'' , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-4		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	770,4	-3,7	766,7	89401	0,0183	217,4	0,284
	4-5		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	742,3	-3,7	738,6	86128	0,0185	203,6	0,276
	5-6		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	361,4	-3,7	357,8	41717	0,0221	120,3	0,336
	6-7		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	186,5	-3,7	182,8	21321	0,0262	31,8	0,174
	7-8		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	133,3	-3,7	129,6	15112	0,0285	9,7	0,075
	8-9		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	37,0	-3,7	33,3	3888	0,0393	1,4	0,042
	9-10		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-37,0	-3,7	-40,7	5929	0,0361	-5,9	0,145
	10-11	К2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-261,0	68,3	-192,7	28096	0,0244	-58,9	0,306
	11-12	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-309,3	68,3	-241,0	28097	0,0244	-47,3	0,196
	12-13	К6	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-189,7	-136,2	-325,8	37992	0,0227	-29,2	0,090
1-13		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-832,7	-3,7	-836,4	97527	0,0179	-442,9	0,530	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1168} 100\% = -0,001\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 2,5427$	
									$\Sigma/\Delta P = 1168$		
К2	2-14	К3	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	1316,3	-143,9	1172,4	136708	0,0168	280,6	0,239
	14-15	К6	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	615,5	-204,5	411,0	47924	0,0214	175,2	0,426
	15-16	К6	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	489,4	-204,5	284,9	33221	0,0234	15,4	0,054
	12-16	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	179,7	-204,5	-24,8	2888	0,0356	-0,4	0,018
	11-12	К1	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	309,3	-68,3	241,0	28097	0,0244	47,3	0,196
	10-11	К1	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	261,0	-68,3	192,7	28096	0,0244	58,9	0,306
	10-17		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	157,3	-72,0	85,3	9948	0,0317	4,7	0,055
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	24,4	-72,0	-47,6	5545	0,0367	-1,7	0,035

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , М ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, М ³ /ч	Q_P^II , М ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К2	18-19		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-83,3	-72,0	-155,3	18105	0,0273	-16,6	0,107
	19-20		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-128,1	-72,0	-200,1	23337	0,0256	-36,3	0,181
	20-21	К3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-625,0	-143,9	-768,9	89657	0,0183	-240,3	0,313
	2-21	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-665,5	-143,9	-809,4	94374	0,0181	-286,8	0,354
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1164} 100\% = -0,008\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 2,2842$
										$\Sigma / \Delta P = 1164$	
К3	2-21	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	665,5	143,9	809,4	94374	0,0181	286,8	0,354
	20-21	К2	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	625,0	143,9	768,9	89657	0,0183	240,3	0,313
	20-22		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	442,9	71,9	514,8	60032	0,0202	65,0	0,126
	22-23		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	241,7	71,9	313,6	36565	0,0229	36,4	0,116
	23-24		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	88,6	71,9	160,5	18717	0,0271	28,2	0,175
	24-25		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	30,9	71,9	102,8	11991	0,0302	5,2	0,050
	25-26		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-89,9	71,9	-18,0	2100	0,0320	-0,4	0,023
	26-27	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	81,4	-29,6	51,7	7542	0,0340	4,5	0,087
	27-28	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	44,1	-29,6	14,4	2106	0,0320	0,5	0,036
	28-29		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-42,1	71,9	29,8	3470	0,0378	0,7	0,024
	29-30		460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-113,2	71,9	-41,3	4818	0,0380	-3,0	0,073
	30-31		610	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-283,4	71,9	-211,5	24663	0,0252	-69,6	0,329
	14-31	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-615,4	-60,6	-676,0	78819	0,0189	-313,8	0,464
2-14	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-1316,3	143,9	-1172,4	136708	0,0168	-280,6	0,239	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1335} 100\% = -0,001\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 2,4097$
										$\Sigma / \Delta P = 1335$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	Q_P^II , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	3-32	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	905,3	-6,4	898,9	93578	0,0181	201,1	0,224
	32-33	К5	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	848,2	-6,4	841,8	87639	0,0184	418,3	0,497
	33-34		620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	43,4	101,5	144,9	16901	0,0277	36,5	0,252
	34-35		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	8,2	101,5	109,8	12802	0,0297	6,5	0,059
	28-35		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-20,4	101,5	81,2	9465	0,0321	4,3	0,053
	27-28	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-44,1	29,6	-14,4	2106	0,0320	-0,5	0,036
	26-27	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	-81,4	29,6	-51,7	7542	0,0340	-4,5	0,087
	26-36		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-207,3	101,5	-105,7	12326	0,0300	-3,4	0,032
	36-37		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-275,1	101,5	-173,6	20240	0,0265	-20,2	0,116
	37-38	К5	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-849,7	-6,4	-856,1	89127	0,0183	-338,5	0,395
	3-38	К5	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-1307,3	-6,4	-	136768	0,0168	-299,8	0,228
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1334} \cdot 100\% = -0,022\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 1,9792$	
									$\Sigma/\Delta P = 1334$		
К5	3-38	К4	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	1307,3	6,4	1313,7	136768	0,0168	299,8	0,228
	37-38	К4	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	849,7	6,4	856,1	89127	0,0183	338,5	0,395
	37-39		720	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	467,6	108,0	575,6	59920	0,0202	276,5	0,480
	39-40		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	270,7	108,0	378,7	39422	0,0225	62,8	0,166
	40-41		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	23,0	108,0	130,9	13631	0,0293	18,4	0,141
	41-42		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-23,0	108,0	85,0	8850	0,0326	8,6	0,102
	42-43		460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-389,2	108,0	-281,2	29274	0,0242	-50,4	0,179
	43-44		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-431,8	108,0	-323,8	33714	0,0233	-44,9	0,139
	44-45		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-481,2	108,0	-373,2	38851	0,0225	-50,4	0,135
	45-46		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-618,0	108,0	-510,0	53099	0,0208	-49,7	0,098

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{vч}$, м ³ /ч	Q_P^II , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К5	33-46		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-722,9	108,0	-615,0	64022	0,0199	-189,7	0,309
	32-33	К4	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-848,2	6,4	-841,8	87639	0,0184	-418,3	0,497
	3-32	К4	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9 (248,2)	-905,3	6,4	-898,9	93578	0,0181	-201,1	0,224
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 2009} \cdot 100\% = 0,000\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 3,0919$
										$\Sigma/\Delta P = 2009$	
К6	14-31	К3	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	615,4	60,6	676,0	78819	0,0189	313,8	0,464
	31-47		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	172,9	132,5	305,4	49512	0,0212	218,0	0,714
	47-48		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	9,7	132,5	142,2	23049	0,0257	43,6	0,307
	48-49		890	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-53,9	132,5	78,6	12739	0,0298	85,9	1,093
	49-50		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-161,4	132,5	-28,9	4685	0,0382	-4,7	0,162
	50-51		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-216,7	132,5	-84,2	13649	0,0293	-10,9	0,129
	13-51		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	-579,3	132,5	-446,8	72426	0,0193	-484,8	1,085
	12-13	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	189,7	136,2	325,8	37992	0,0227	29,2	0,090
	12-16	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-179,7	204,5	24,8	2888	0,0356	0,4	0,018
	15-16	К2	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-489,4	204,5	-284,9	33221	0,0234	-15,4	0,054
14-15	К2	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-250x14,2 (221,6)	-615,5	204,5	-411,0	47924	0,0214	-175,2	0,426	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1382} \cdot 100\% = 0,000\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 4,5421$
										$\Sigma/\Delta P = 1382$	

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
8-54	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-63x3,6 (55,8)	25,1	11627	0,0305	460	4,417	3,957
6-52	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	76,9	20389	0,0265	270	4,459	4,189

Окончание таблицы 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
52-53	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	27,2	8831	0,0326	245	4,189	3,944
5-55	520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-225x12,8 (199,4)	292,0	37835	0,0227	172	4,579	4,407
55-56	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	225,9	32940	0,0235	181	4,407	4,225
56-57	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-160x9,1 (141,8)	133,8	24373	0,0253	218	4,225	4,008
56-58	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3 (66,4)	18,8	7334	0,0342	203	4,225	4,022
57-59	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-140x8 (124)	69,7	14532	0,0288	124	4,008	3,884
59-60	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-125x7,1 (110,8)	25,9	6044	0,0359	43	3,884	3,841
49-61	520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	19,7	6394	0,0354	121	4,058	3,937
30-63	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	37,3	12101	0,0302	269	4,336	4,067
31-62	750	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	31,5	10235	0,0315	396	4,406	4,009
46-64	940	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-125x7,1 (110,8)	43,1	10059	0,0316	179	4,191	4,012
45-65	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	56,6	15017	0,0286	316	4,141	3,825
66-67	1020	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-140x8 (124)	43,0	8954	0,0325	113	3,991	3,878
66-68	1150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-140x8 (124)	48,4	10095	0,0316	157	3,991	3,834
40-66	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	177,6	25898	0,0249	32	4,022	3,991
39-69	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	70,4	18680	0,0271	215	4,085	3,870
69-70	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	18,9	5010	0,0376	31	3,870	3,840
35-71	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3 (66,4)	21,9	8541	0,0329	285	4,338	4,053
23-72	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	53,0	14052	0,0291	241	4,372	4,131
38-73	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4 (177,2)	413,5	60297	0,0202	309	4,700	4,391
51-K1	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-160x9,1 (141,8)	330,9	60298	0,0202	208	4,072	3,864
15-K2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	71,3	18915	0,0270	313	4,544	4,232
16-K3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-140x8 (124)	285,2	59431	0,0203	486	4,529	4,043
47-K4	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	142,6	37831	0,0227	227	4,188	3,960
18-K5	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	71,3	23145	0,0257	264	4,418	4,154
22-K6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-125x7,1 (110,8)	176,8	41231	0,0222	337	4,408	4,071
73-K7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	57,0	18503	0,0271	357	4,391	4,033
73-K8	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-160x9,1 (141,8)	356,5	64963	0,0198	403	4,391	3,987
42-K9	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-180x10,3 (159,4)	330,9	53640	0,0208	179	3,995	3,816
17-K11	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3 (97,4)	99,8	26476	0,0248	289	4,418	4,128
25-K12	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2 (79,6)	89,8	29150	0,0242	330	4,338	4,008
50-X	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-63x3,6 (55,8)	22,9	10604	0,0312	131	4,061	3,931

Таблица 20 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
1-4	782,1	747,8	5,000	4,783
4-5	747,8	727,4	4,783	4,579
5-6	395,1	312,0	4,579	4,459
6-7	212,8	146,2	4,459	4,427
7-8	146,2	109,3	4,427	4,417
8-9	63,6	-3,7	4,417	4,416
9-10	70,9	3,7	4,422	4,416
10-11	209,2	172,4	4,481	4,422
11-12	266,9	209,2	4,528	4,481
12-13	337,3	311,8	4,557	4,528
1-13	863,4	803,4	5,000	4,557
2-14	1181,9	1160,8	5,000	4,719
14-15	450,4	362,7	4,719	4,544
15-16	291,4	276,8	4,544	4,529
12-16	44,9	8,4	4,529	4,528
10-17	101,5	65,4	4,422	4,418
17-18	63,8	34,4	4,420	4,418
18-19	171,9	63,8	4,437	4,420
19-20	223,4	171,9	4,473	4,437
20-21	786,3	747,7	4,713	4,473
2-21	828,3	786,3	5,000	4,713
20-22	524,4	503,1	4,473	4,408
22-23	326,3	298,0	4,408	4,372
23-24	201,6	110,2	4,372	4,343
24-25	110,2	93,8	4,343	4,338
25-26	36,1	-4,0	4,338	4,338
28-29	53,3	10,4	4,333	4,333
29-30	83,7	-10,4	4,336	4,333
30-31	260,7	151,5	4,406	4,336
14-31	710,4	633,9	4,719	4,406
3-32	914,8	879,2	5,000	4,799
32-33	879,2	796,0	4,799	4,381
33-34	168,0	116,4	4,381	4,344
34-35	116,4	101,4	4,344	4,338
28-35	101,4	64,4	4,338	4,333
27-28	35,5	-11,0	4,333	4,333
26-27	65,2	35,5	4,338	4,333
26-36	109,6	101,3	4,341	4,338
36-37	193,5	149,5	4,362	4,341
37-38	885,6	820,2	4,700	4,362
3-38	1325,8	1299,1	5,000	4,700
37-39	626,7	512,9	4,362	4,085
39-40	413,0	336,6	4,085	4,022
40-41	149,7	107,9	4,022	4,004
41-42	107,9	66,2	4,004	3,995

Окончание таблицы 20 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
42-43	294,8	264,7	4,046	3,995
43-44	347,7	294,8	4,091	4,046
44-45	394,1	347,7	4,141	4,091
45-46	520,8	497,0	4,191	4,141
33-46	627,9	599,2	4,381	4,191
31-47	315,8	292,7	4,406	4,188
47-48	150,1	132,5	4,188	4,144
48-49	132,5	34,5	4,144	4,058
49-50	51,5	1,3	4,061	4,057
50-51	92,3	74,4	4,072	4,061
13-51	466,1	423,2	4,557	4,072

1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

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

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

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

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

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

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

$$P_{K.уч} > P_K, \quad (42)$$

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

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

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

$$P_{K.уч} = \sqrt{P_{H.уч}^2 - (P_H^2 - P_K^2)_{уч}}, \quad (43)$$

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

$(p_H^2 - p_K^2)_{уч}$ – потери квадрата давления газа на участке, кПа².

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

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

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

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

A – коэффициент, зависящий от категории сети;

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

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

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

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

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

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

Допустимые потери давления определяются по формуле

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

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

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

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

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{к.отв} - p_K > 0 \quad (49)$$

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

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

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 20.

Таблица 20 - Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$, мм	Длина участка, l , м	Расход газа на участке, $Q_{уч}$, м ³ /ч	Re	λ	Потери давления на участке, $(P_H^2 - P_K^2)$, МПа ²	Давление газа на участке	
							P_H , МПа	P_K , МПа
ГРС-1	219x8 (203)	500	5896,3	750527	0,0171	0,0094	0,25	0,230
1-2	219x8 (203)	480	4250,8	541074	0,0173	0,0048	0,230	0,220
1-ГРП №1	127x5 (117)	1950	1645,5	363409	0,0198	0,0521	0,230	0,032
2-ГРП №2	127x5 (117)	910	2010,1	443939	0,0196	0,0360	0,220	0,111
2-ГРП №3	152x5 (142)	2600	2240,7	407727	0,0189	0,0467	0,220	0,039

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 п. Большая Мурта, 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 21.

Таблица 21 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРС	600	250	5896
ГРП №1	32	5	1646
ГРП №2	111	5	2010
ГРП №3	39	5	2241

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

– ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК-2В-100/70;

– ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

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

– ГРП №3 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

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

Регуляторы давления РДУК-2В-100/70, РДУК-2В-200/105, стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

φ – коэффициент, зависящий от отношения p_2/p_1 ;

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 5896 м³/ч.

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

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

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

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 9169 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{5896}{9169} 100 = 64,30 \%$$

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

ГРП №1 – регулятор РДУК-2В-200/105

Расчетный расход газа – 1646 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 32 кПа, абсолютное давление газа на входе 133 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см².

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=133/106=0,80$ $\varphi =0,39$.

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,39 \cdot 0,49 \cdot 133 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 3992 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{1646}{3992} 100 = 41,22 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105

ГРП №2 – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 2010 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 111 кПа, абсолютное давление газа на входе 212 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=212/106=0,50$ $\varphi=0,47$.

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 212 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 2776 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{2010}{2776} 100 = 72,41 \%$$

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

ГРП №3 – регулятор РДУК-2В-200/105

Требуемая пропускная способность ГРП – 2241 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 39 кПа, абсолютное давление газа на входе 141 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см².

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м³.

При $p_2/p_1=141/106=0,76$ $\varphi=0,42$.

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,42 \cdot 0,49 \cdot 141 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 4519 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{2241}{4519} 100 = 49,58 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

1.13 Расчет неравномерности потребления газа.

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

- 1) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;
- 2) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;

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

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

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

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

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

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

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

$$Q = C(t_{в} - t_{н})n, \quad (52)$$

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

C – постоянная величина;

$t_{в}$ – внутренняя температура;

$t_{н}$ – наружная температура, средняя для периода n ;

n – число часов или суток стояния температуры $t_{н}$.

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

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитаны по формуле и занесены в таблицу (22)

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (53)$$

где $t_{срм}$ – среднемесячные температуры,

n_m – число отопительных дней в месяце.

Таблица 22 - Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная "ОРС Восход"	131,0	111,5	97,1	66,7	13,6				15,9	70,3	97,9	121,8
Котельная "БПК"	30,9	26,3	22,9	15,7	3,2				3,8	16,6	23,1	28,7
Котельная "505"	102,5	87,6	77,8	55,4	16,0	5,5	5,7	5,7	17,6	58,3	78,2	95,8
Котельная "Школа №2"	46,3	39,4	34,3	23,6	4,8				5,6	24,9	34,6	43,1
Котельная "РВК"	21,9	18,6	16,2	11,1	2,3				2,7	11,7	16,4	20,3
Котельная "Аптека"	69,0	59,2	53,3	39,0	13,6	6,6	6,8	6,8	14,5	40,9	53,4	64,7
Котельная "Школа №3"	12,2	10,4	9,1	6,2	1,3				1,5	6,6	9,1	11,4
Котельная "Колос" (совхоз)	168,6	144,1	128,0	91,2	26,6	9,3	9,6	9,6	29,1	95,9	128,6	157,5
Котельная "РПТ"	110,0	94,6	86,4	64,7	26,1	15,0	15,5	15,5	27,3	67,8	86,4	103,6
Котельная "Коррекционная школа"	15,4	13,1	11,4	7,9	1,6				1,9	8,3	11,5	14,4
Котельная "Лесхоз"	13,5	11,5	10,0	6,9	1,4				1,6	7,3	10,1	12,6
Хлебозавод	14,0	12,0	13,5	12,0	10,4	9,9	8,8	9,1	9,8	11,7	12,1	14,3
КБП население	204,3	190,4	198,4	184,5	170,6	138,9	99,2	103,2	138,9	172,6	186,5	196,4
ОВ население	1828,8	1556,7	1354,8	931,2	189,9				222,5	981,4	1366,7	1699,5
Итого	2768,6	2375,6	2113,1	1516,1	481,5	185,2	145,7	149,9	492,8	1574,2	2114,6	2583,9

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

2. Технология возведения инженерных сооружений

2.1 Подготовительные работы

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

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

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

2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов производятся после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки

траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

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

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

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

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

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

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

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);

- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

2.3 Монтаж газопроводов

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

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

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

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

2.4 Испытание газопроводов

Перед испытаниями на прочность и герметичность для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую

очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см² в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см² и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

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

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

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

2.5 Благоустройство трассы

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

2.6. Сдача объекта в эксплуатацию

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация поселка городского типа Большая Мурта Красноярского края, расход газа 12115,325 тыс. м³/год.

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

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

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

12. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.

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

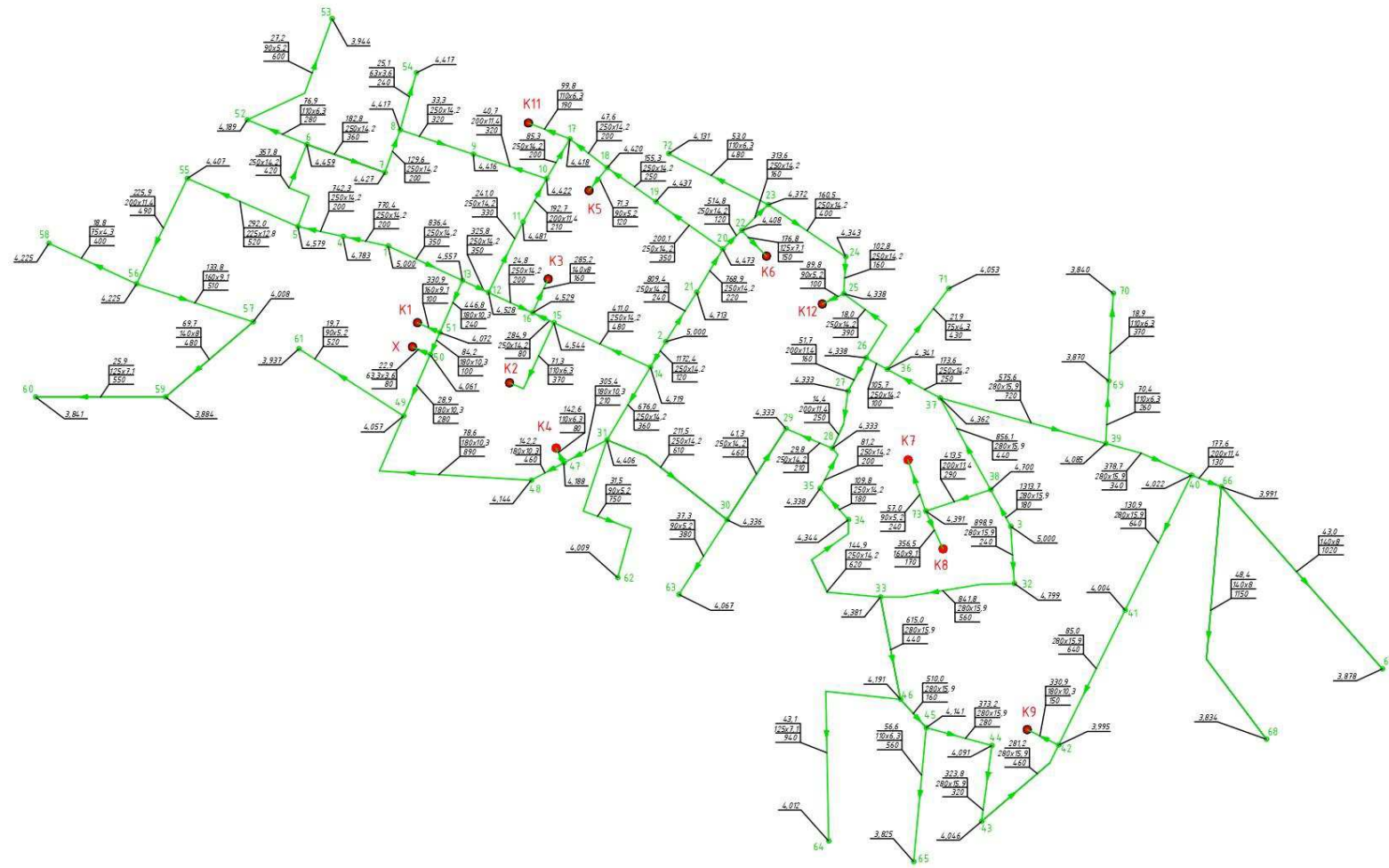
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

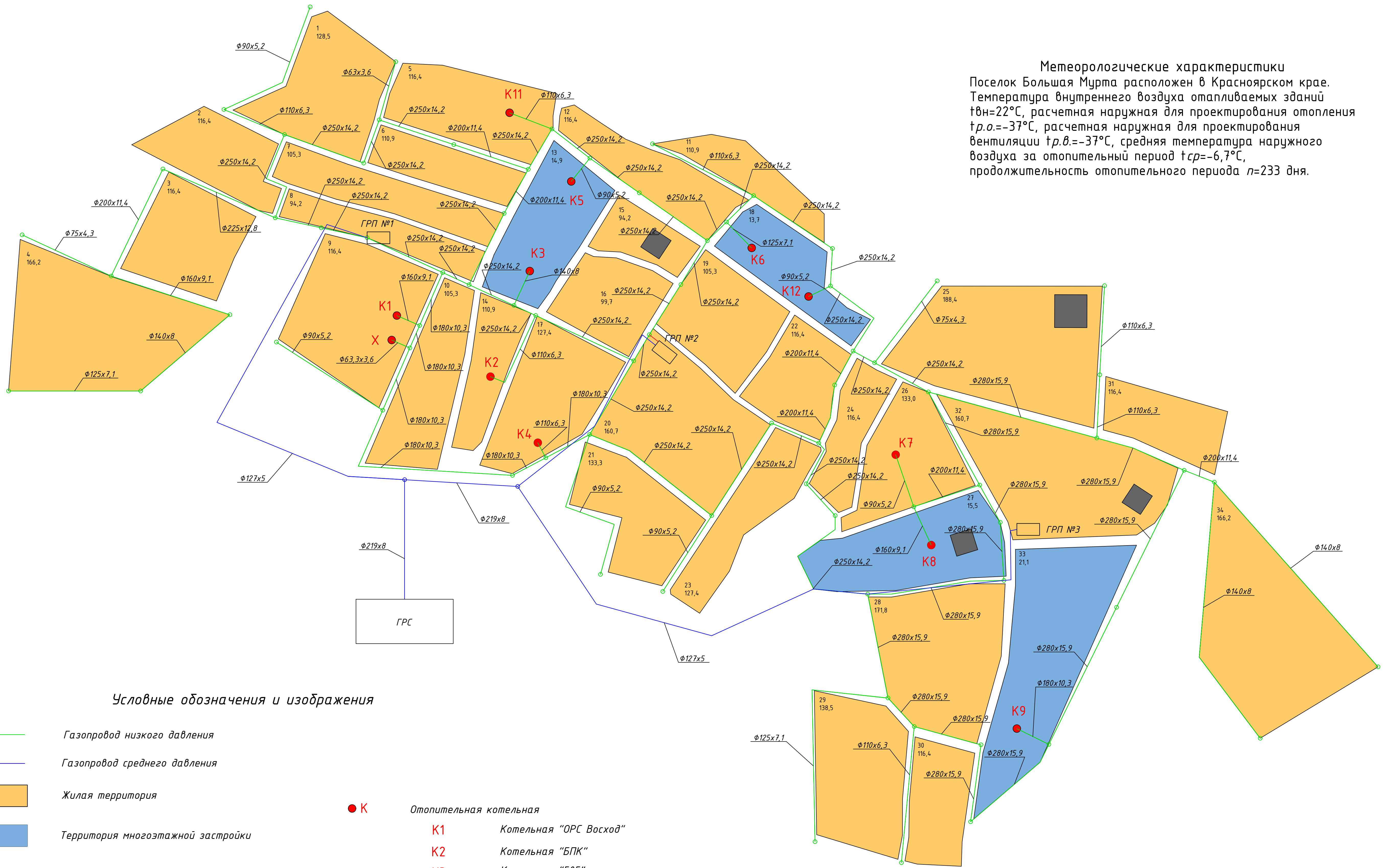
16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления



Метеорологические характеристики
 Поселок Большая Мурта расположен в Красноярском крае.
 Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования отопления $t_{р.о.}=-37^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования вентиляции $t_{р.в.}=-37^{\circ}\text{C}$, средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{ср}=-6,7^{\circ}\text{C}$, продолжительность отопительного периода $n=233$ дня.



Условные обозначения и изображения

Газопровод низкого давления

Газопровод среднего давления

Жилая территория

Территория многоэтажной застройки

Промышленное предприятие

ГРП №1 Проектируемый ГРП

20 Номер квартала

160,7 Расход газа кварталом, $\text{м}^3/\text{ч}$

$\phi 250 \times 14,2$ Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6, мм; толщина стенки трубы, мм

ГРС Газораспределительная станция

К Отопительная котельная

K1 Котельная "ОРС Восход"

K2 Котельная "БПК"

K3 Котельная "505"

K4 Котельная "Школа №2"

K5 Котельная "РВК"

K6 Котельная "Аптека"

K7 Котельная "Школа №3"

K8 Котельная "Колос" (совхоз)

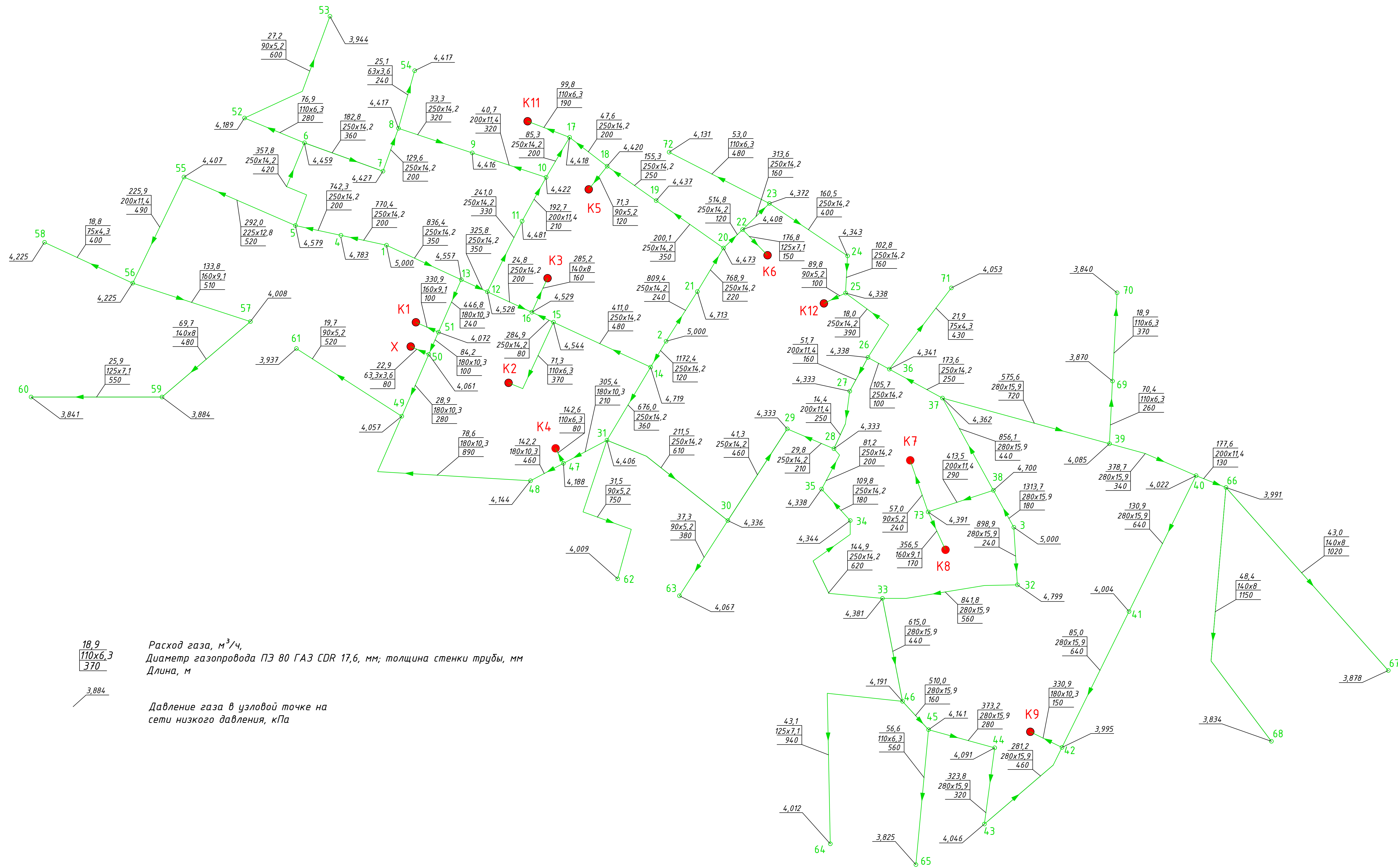
K9 Котельная "РПТ"

K11 Котельная "Коррекционная школа"

K12 Котельная "Лесхоз"

X Хлебозавод

				ВКР-08.03.01.05-2019-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Ндок.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.		Ниематулина	Э.Э.			
Руковод.		Оленев	И.Б.			
				Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта	Стадия	Лист
					У	1
				Листов		6
				Генплан пгт. Большая Мурта М 1:8000	ИСЗУС	
Н. контр.		Оленев	И.Б.			
Зав. каф.		Матюшенка	А.И.			



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

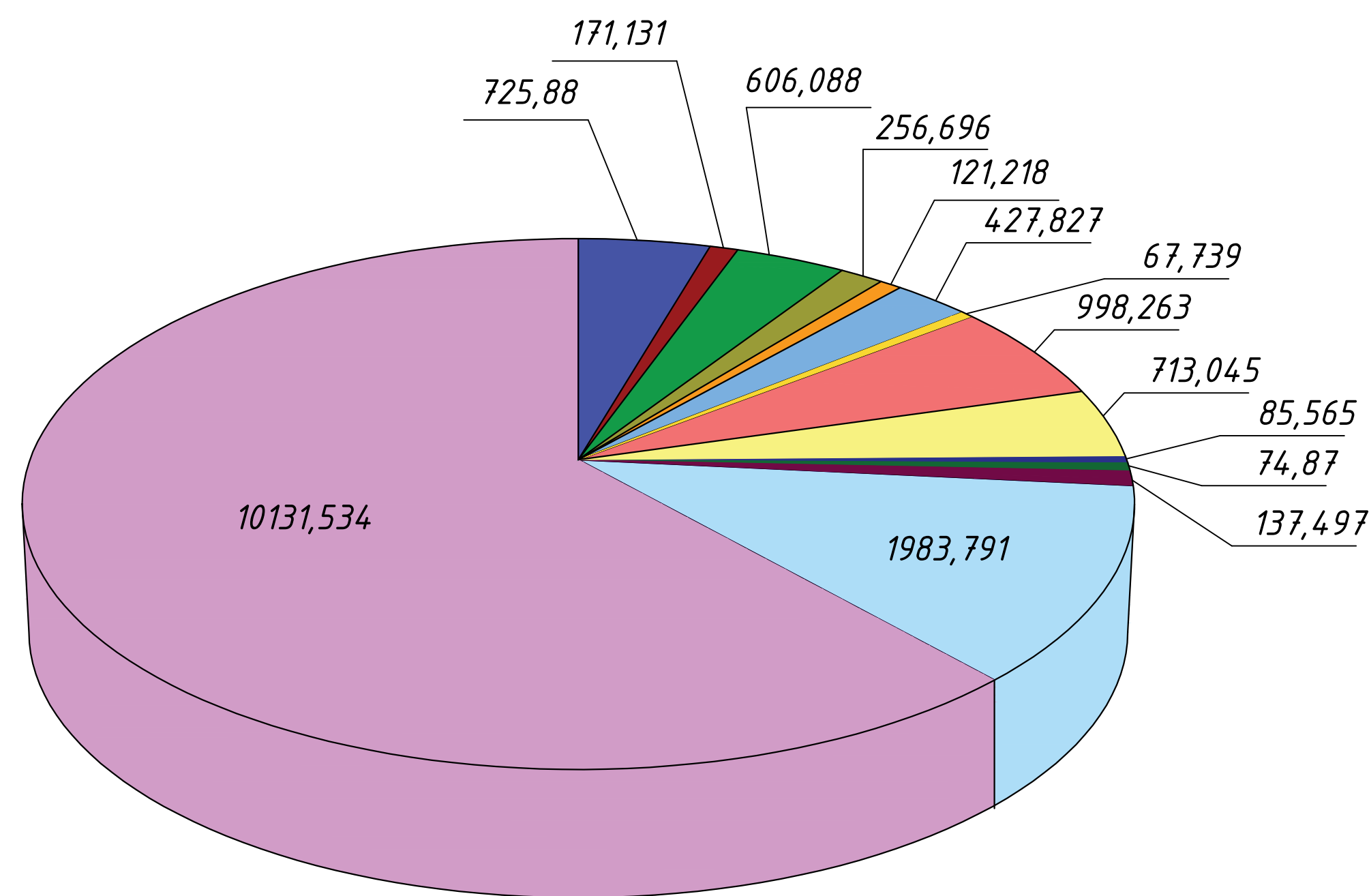
Расход газа, м³/ч,
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6, мм; толщина стенки трубы, мм
 Длина, м

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

Давление газа в узловой точке на
 сети низкого давления, кПа

ВКР-08.03.01.05-2019-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Колуч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Нигматуллина Э.Э.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта				Стация	Лист
				У	2
Н. контр.				Оленев И.Б.	
Зав. каф.				Матюшенка А.И.	
Схема сети низкого давления М 1:8000				ИСЗУС	
				Листов	6

Расход газа по видам потребления, м³/ч



Условные обозначения

- | | | | |
|--|------------------------|--|---------------------------------|
| | ОВ население | | Котельная "Аптека" |
| | КБП население | | Котельная "Школа №3" |
| | Котельная "ОРС Восход" | | Котельная "Колос" (совхоз) |
| | Котельная "БПК" | | Котельная "РПК" |
| | Котельная "505" | | Котельная "Коррекционная школа" |
| | Котельная "Школа №2" | | Котельная "Лесхоз" |
| | Котельная "РВК" | | Хлебозавод |

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

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

3,884

Давление газа в узловой точке на
сети низкого давления, мПа

Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес

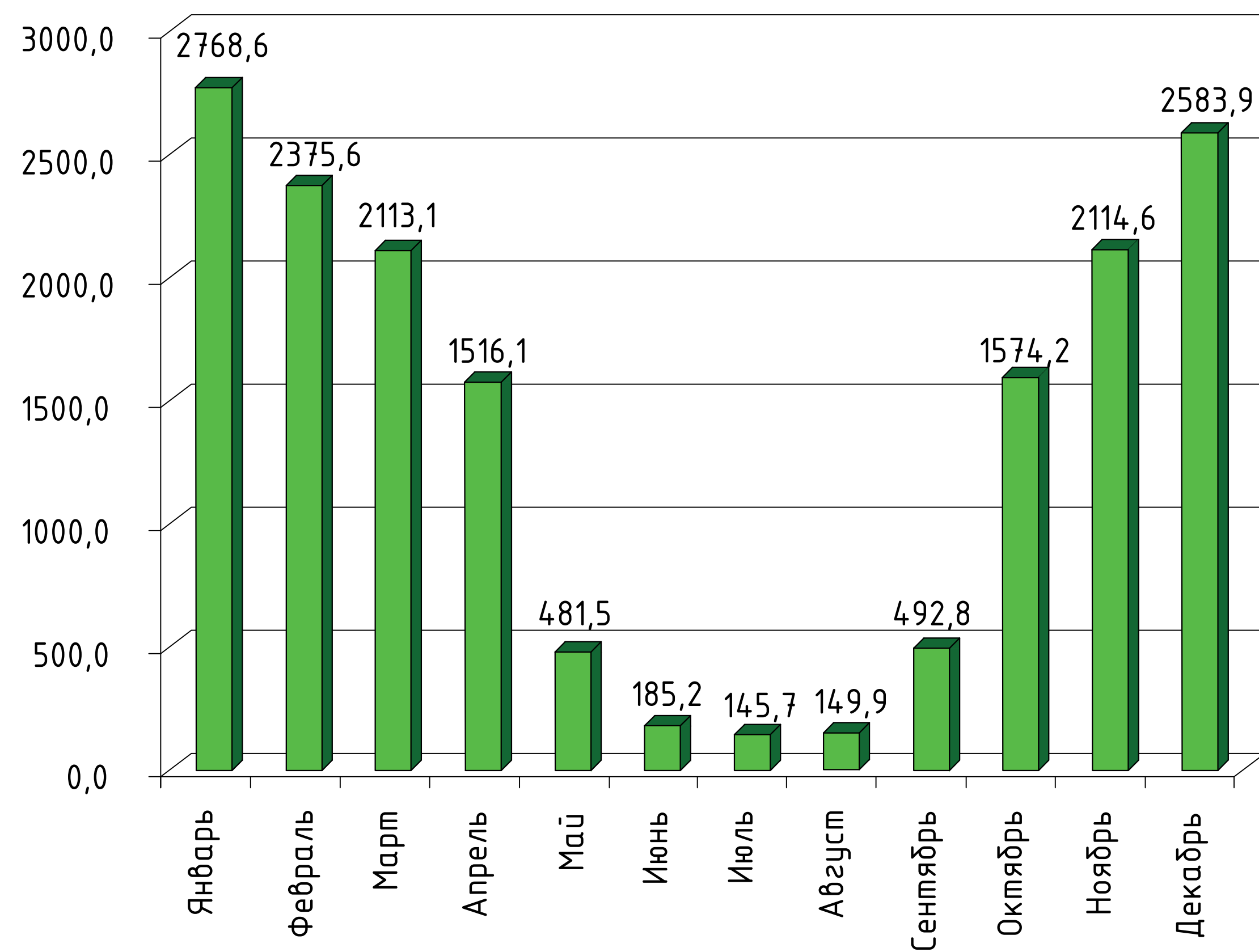
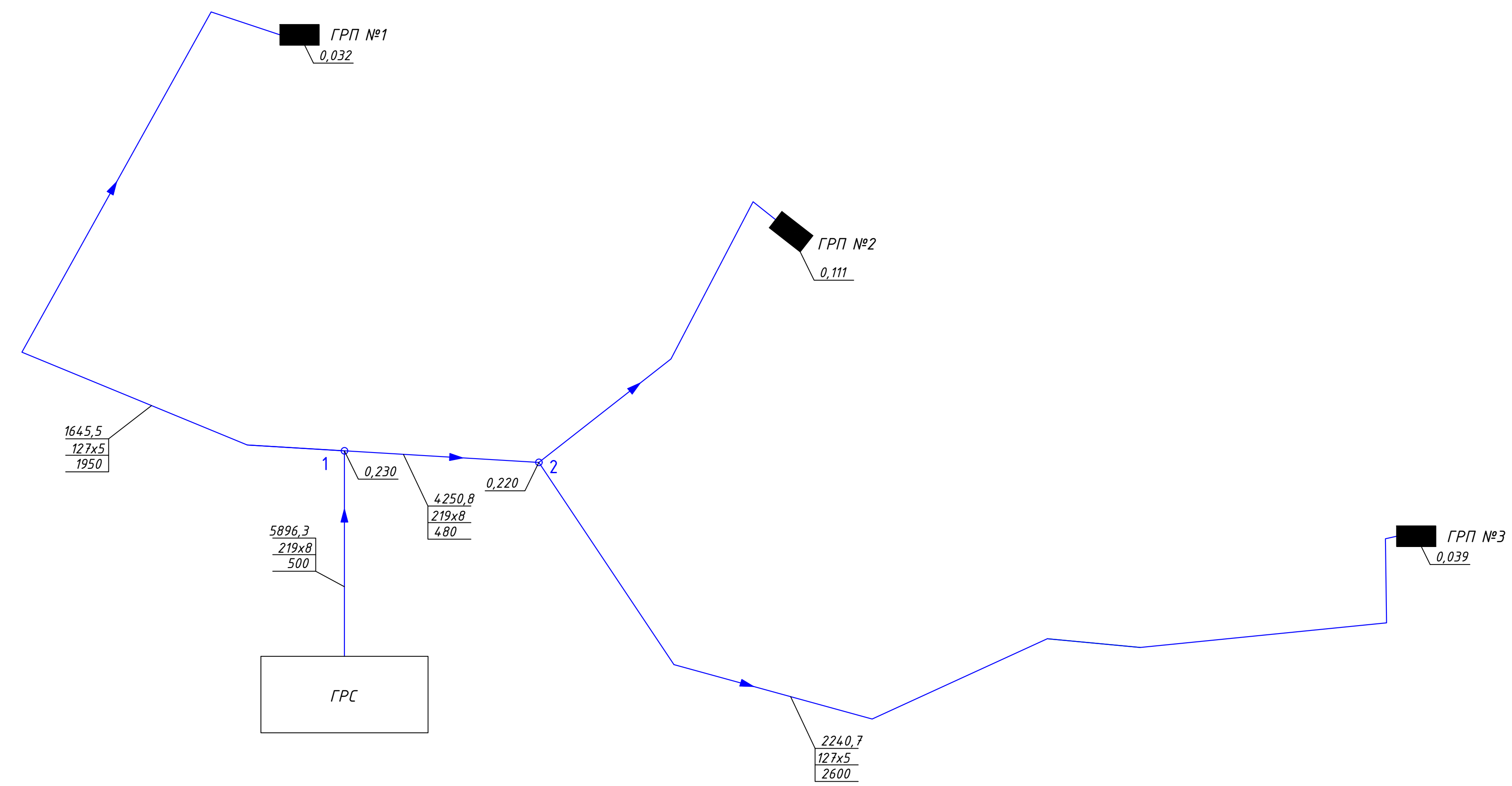
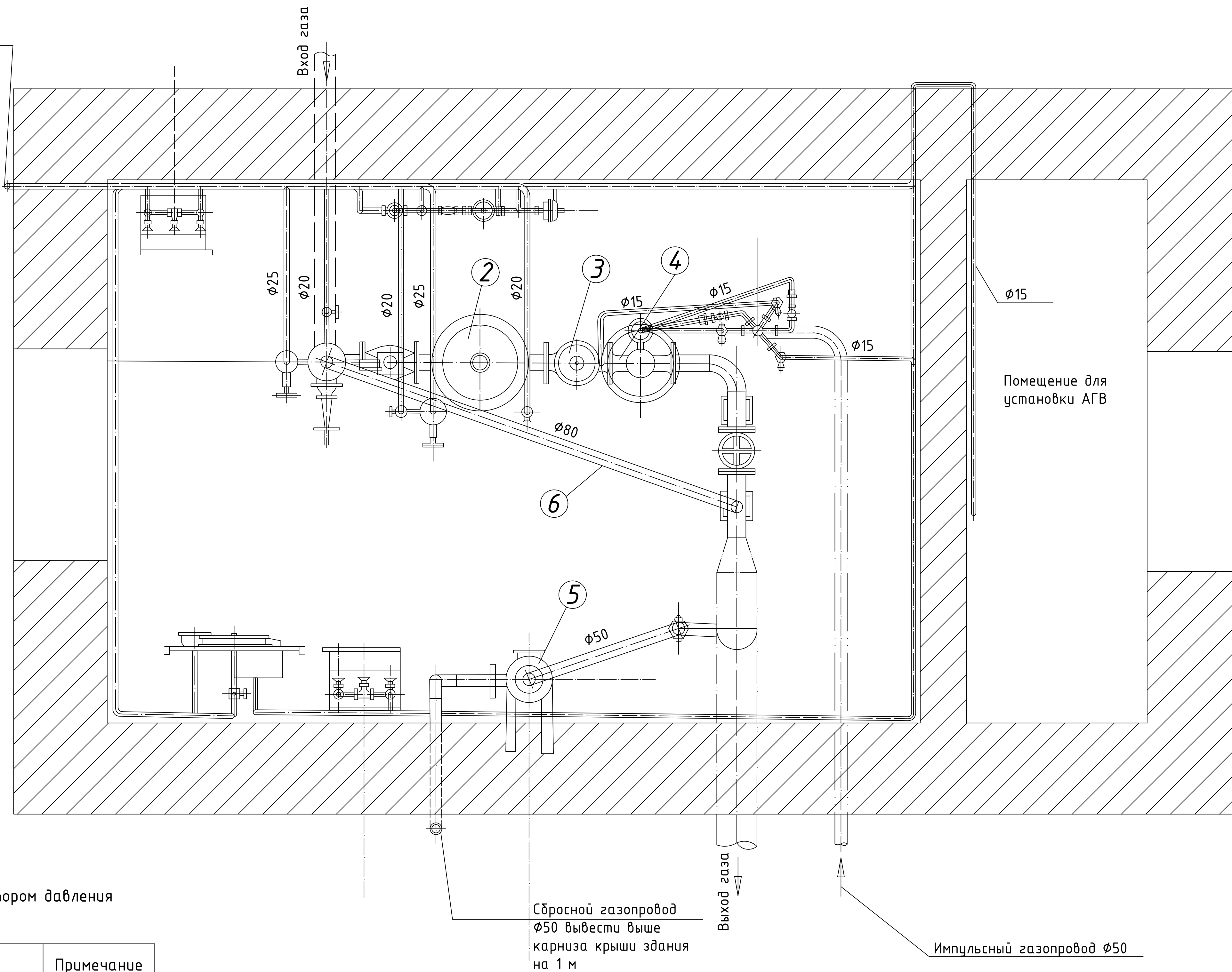


Схема сети среднего давления



ВКР-08.03.01.05-2019-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Нигматуллина Э.Э.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Зав. каф.	Матюшенка А.И.				
Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта			Стадия	Лист	Листов
Графики расхода газа; Схема сети среднего давления, М 1:8000			У	3	6
ИСЗУС					

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



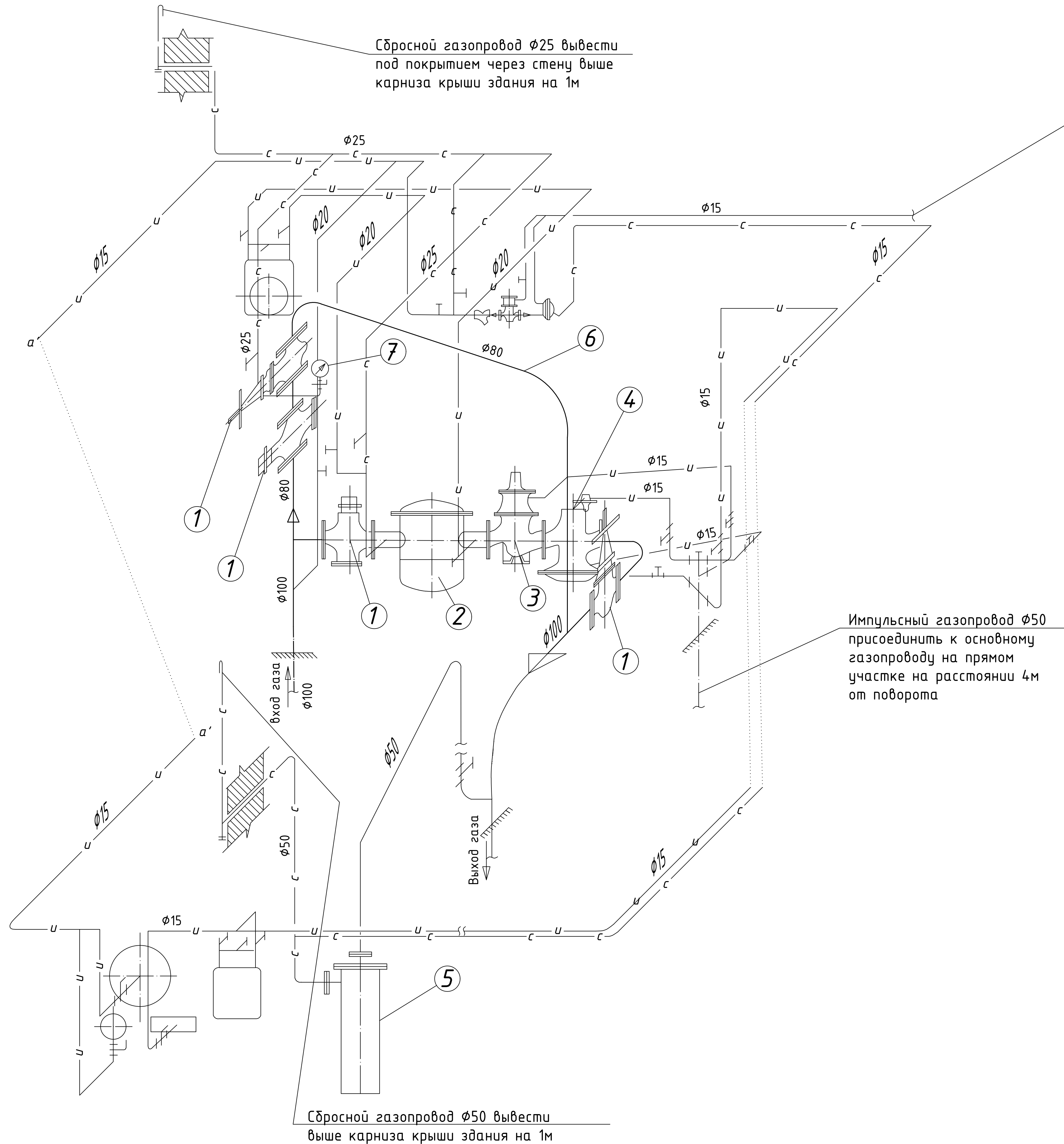
Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления
 РДУК-2-100

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

Сбросной газопровод
 $\phi 50$ вывести выше
 карниза крыши здания
 на 1 м

Импульсный газопровод $\phi 50$

				VKP-08.03.01.05-2019-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Ндок.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.		Нигматулина	Э.Э.			
Руковод.		Оленев	И.Б.			
				Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта	Стадия	Лист
					У	4
				Листов		6
				План ГРП с регулятором давления РДУК-2-100	ИСЗУС	
Н. контр.		Оленев	И.Б.			
Зав. каф.		Матюшенка	А.И.			



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

Газопровод $\phi 15$ к газовому прибору отопления

Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК-2-100

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

Импульсный газопровод $\phi 50$ присоединить к основному газопроводу на прямом участке на расстоянии 4м от поворота

Сбросной газопровод $\phi 50$ вывести выше карниза крыши здания на 1м

				VKP-08.03.01.05-2019-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.чч	Ндок.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.		Нигматуллина	Э.Э.			
Руковод.		Оленев	И.Б.			
				Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта		Стадия Лист Листов У 5 6
				Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-100		ИСЗиС
Н. контр.		Оленев	И.Б.			
Зав. каф.		Матюшенка	А.И.			

Формулы, используемые для итерационного перерасчета увязки колец

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

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

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

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

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

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

при $4000 > Re > 100000$ и $Re \frac{k}{d} < 23 \quad \lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}$

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

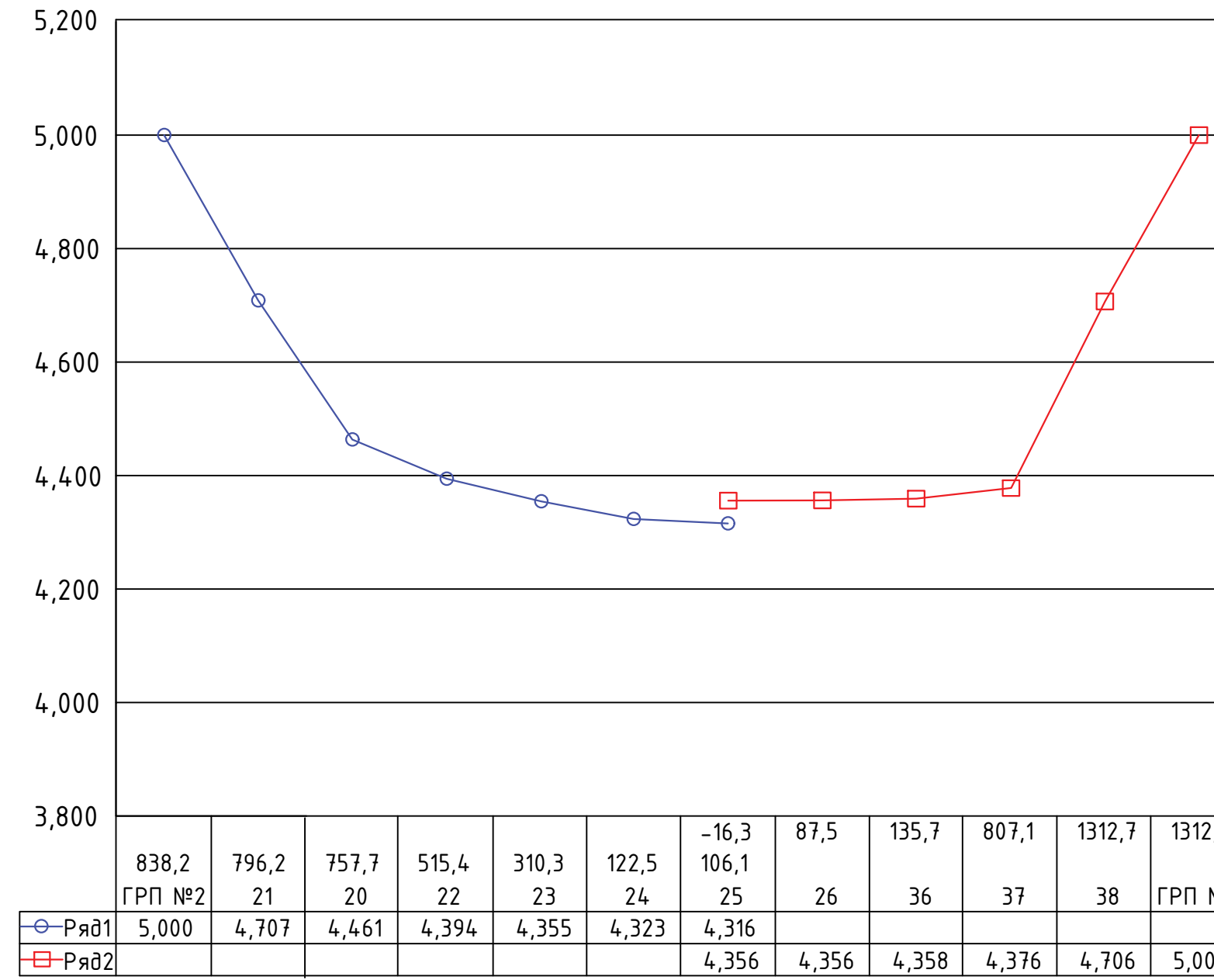
$$\Delta = \frac{\Delta P}{0,5 / \Delta P / 100\%}, \%$$

$$\Delta Q_{K_1}^1 = - \frac{\Delta P}{1,75 \frac{\Delta P}{Q_p}}, \text{ м}^3/\text{ч,}$$

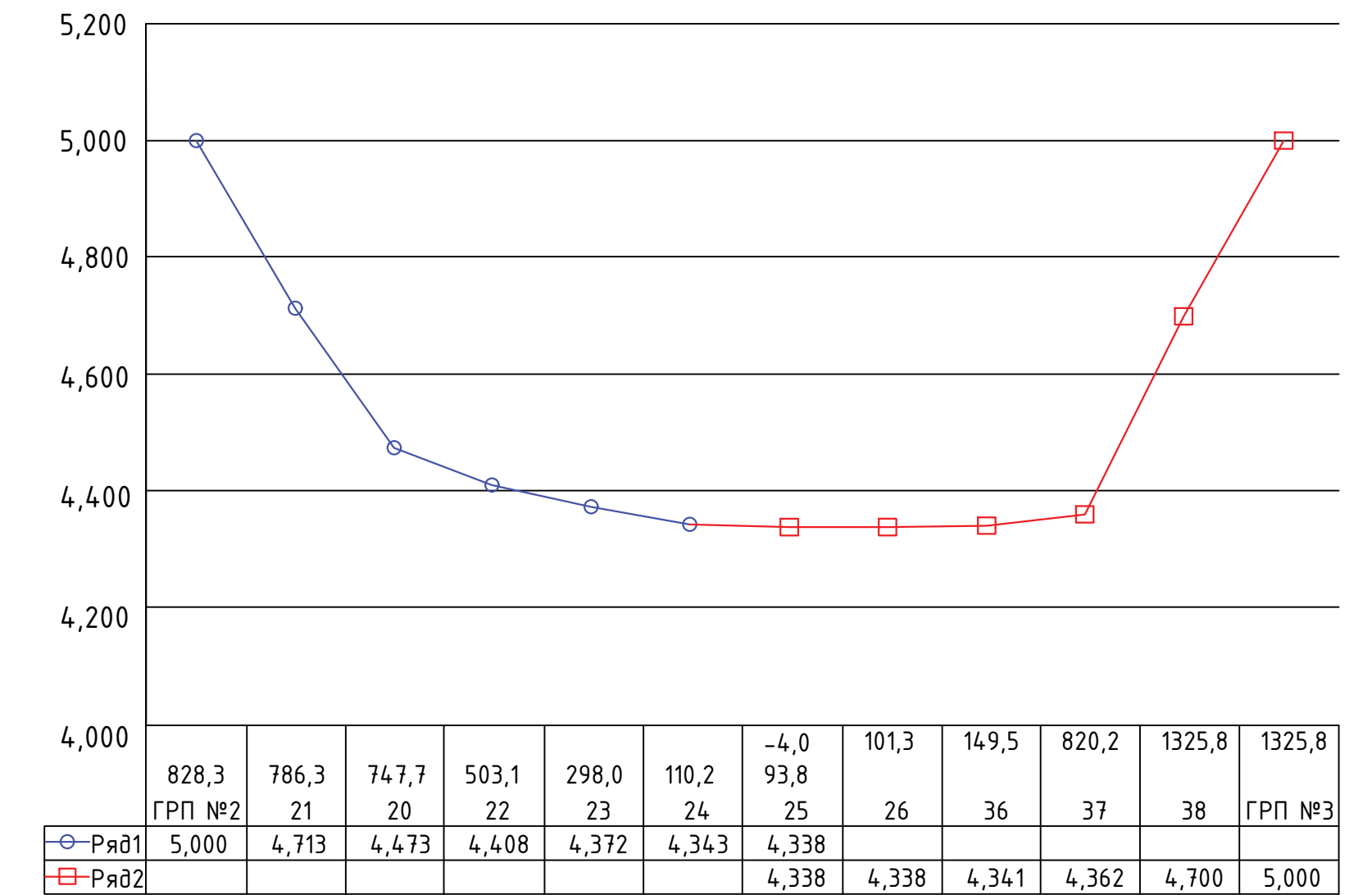
$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{((\Delta P / Q_p)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{(\Delta P / Q_p)_1}, \text{ м}^3/\text{ч,}$$

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

Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №25

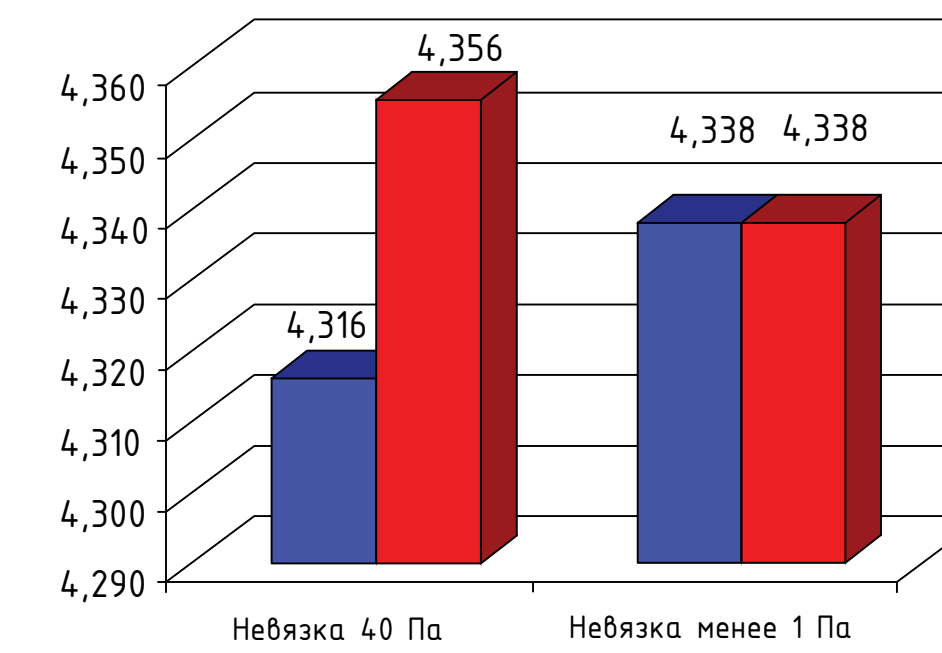


Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №25, с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Результаты итерационного перерасчета увязки колец

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	-6,13	-11,12	-1,26	-0,06	-0,01	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	8,41	15,08	1,72	0,08	0,02	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-19,38	13,46	2,02	0,18	0,05	0,01	-3,66
Кольцо 2							
Ошибка в кольце, %	82,50	6,90	-1,04	-0,33	-0,10	-0,03	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-125,60	-10,09	1,51	0,48	0,14	0,04	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-72,36	-2,30	1,90	0,55	0,16	0,05	-72,00
Кольцо 3							
Ошибка в кольце, %	-46,85	-2,36	0,00	-0,05	-0,02	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	62,12	3,57	-0,01	0,08	0,02	0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	63,14	7,23	1,02	0,38	0,11	0,03	71,90
Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	-10,62	-10,76	-2,99	-0,87	-0,25	-0,07	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	20,98	20,23	5,69	1,67	0,49	0,14	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	73,55	19,87	5,78	1,70	0,50	0,15	101,54
Кольцо 5							
Ошибка в кольце, %	-32,44	0,89	-0,01	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	64,06	-1,67	0,02	0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	97,41	7,00	2,54	0,74	0,22	0,06	107,97
Кольцо 6							
Ошибка в кольце, %	-117,15	-17,15	0,22	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	122,22	15,19	-0,19	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	116,24	15,95	0,16	0,10	0,03	0,01	132,50



Результаты увязки давлений в узловых точках

Узловые точки	Участок до узловой точки				Участок после узловой точки	
	Нагнетатель	Номер	Давление газа в конце участка, кПа	Расход газа в конце участка, м³/ч	Номер	Расход газа в начале участка, м³/ч
16	ГРП №1	12-16	4,529	276,8	16-К3	285,2
	ГРП №2	15-16	4,529	8,4		
			ΔP=0	Σ=285,2		
17	ГРП №1	10-17	4,418	65,4	17-К11	99,8
	ГРП №2	17-18	4,418	34,4		
			ΔP=0	Σ=99,8		
25	ГРП №2	24-25	4,338	93,8	25-К12	89,8
	ГРП №3	25-26	4,338	-4,0		
			ΔP=0	Σ=89,8		
49	ГРП №1	50-49	4,057	34,5	49-61	35,8
	ГРП №2	49-48	4,057	1,3		
			ΔP=0	Σ=35,8		
29	ГРП №2	29-30	4,333	10,4	точка является нулевой	
	ГРП №3	28-29	4,333	-10,4		
			ΔP=0	Σ=0		

ВКР-08.03.01.05-2019-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.	Изд.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Нигматуллина Э.Э.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта				Стация	Лист
				Ч	6
Результаты математического моделирования увязки давлений в узловых точках				ИСЗУС	
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Зав. каф.	Матюшенка А.И.				


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

« 4 » июля 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны пгт. Большая Мурта

тема

Руководитель


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


И.Б.Оленёв
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Э.З.Нигматуллина
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.Б.Оленёв
инициалы, фамилия

Красноярск 2019