

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

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны поселка Новобирилюссы
тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Р.М.Гареев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилой зоны с. Новобирилюссы» содержит 71 страницу текстового документа, 1 приложение, 17 использованных источников, 6 листов графического материала.

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

Объект – п. Новобирилюссы, Бирилюсского района.

Цели работы:

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

Выполнен расчет потребления газа как в целом по поселку, так и в отдельности по разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В поселке запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована многокольцевая сеть низкого давления с тремя газорегуляторными пунктами. Гидравлический расчет сети низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование 6 газорегуляторных пунктов.

Газификация села предполагается природным газом, добываемым на Уренгойском месторождении. Материалы представленные в работе могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения п. Новобирилюссы, Бирилюсского района.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Газоснабжение.....	5
1.1 Общие сведения о газификации поселка.....	5
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	10
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка	22
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами (хлебозавод).....	23
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта.....	24
1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	24
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	25
1.9 Трассировка газовых сетей в поселке	25
1.10 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления.....	26
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	57
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции.....	61
Заключение.....	68
Список использованных источников.....	70
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 поселка Новобирилюссы, Бирилюсского района Красноярского края численность населения которого составляет 4140 человек. Газифицировать поселок Новобирилюссы предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация поселка Новобирилюссы 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

Поселок Новобирилюссы расположен в Бирилюсском районе Красноярского края. Численность населения данного поселка составляет 4140 человек.

В поселке находятся котельные: котельная №1 по адресу ул. Спортивная, 16А, котельная №2 по адресу ул. Пионерская, 33Б и котельная №3, находящаяся по адресу ул. Советская, 187.

Газифицировать поселок Новобирилюссы предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 90%, этан – 3%; пропан – 1,2%, бутан – 0,8%, пентан – 0,5%, углекислый газ – 2%, азот + редкие газы – 2,5%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -36^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -36^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -7^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 232$ дня [12].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²	Примечание
1	120	2160	
2	90	1620	
3	60	1080	
4	50	900	
5	80	1440	
6	60	1080	
7	40	720	
8	80	1440	
9	50	900	
10	80	1440	
11	70	1260	
12	70		ОВ и ГВС от котельной №3
13	150	2700	
14	80	1440	
15	150		ОВ и ГВС от котельной №2
16	140		ОВ и ГВС от котельной №2
17	60	1080	

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	70	1260	
19	70	1260	
20	90	1620	
21	170		ОВ и ГВС от котельной №1
22	350		ОВ и ГВС от котельной №1
23	200		ОВ и ГВС от котельной №2
24	150	2700	
25	70	1260	
26	80	1440	
27	60	1080	
28	90	1620	
29	190	3420	
30	150	2700	
31	100	1800	
32	80	1440	
33	70	1260	
34	80	1440	
35	70	1260	
36	70	1260	
37	170	3060	Хлебозавод ул.Лесная, 2
38	70	1260	
39	60	1080	
40	70	1260	
41	70	1260	
42	60	1080	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная №1	ул. Спортивная 16А	3,98	7100
2	Котельная №2	ул. Пионерская 33Б	3,48	6800
3	Котельная №3	ул. Советская 183	0,8	1800

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

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

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

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

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

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

Плотность газа, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

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

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

Кинематическая вязкость газа, м²/с, определяется по формуле

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

где μ_Γ - динамическая вязкость газа, Па·с;

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

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

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

μ_i – динамическая вязкость i -го компонента в 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 Новобирилюссы предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 90%, этан – 3%; пропан – 1,2%, бутан – 0,8%, пентан – 0,5%, углекислый газ – 2%, азот + редкие газы – 2,5%.

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

$$Q_H^P = \frac{90 \cdot 35840 + 3 \cdot 63730 + 1,2 \cdot 93370 + 0,8 \cdot 123770 + 0,5 \cdot 146340}{100} =$$

$$= 37010 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_{\Gamma} = \frac{90 \cdot 0,7168 + 3 \cdot 1,3566 + 1,2 \cdot 2,019 + 0,8 \cdot 2,703 + 0,5 \cdot 3,221 + 2,5 \cdot 1,2505}{100} +$$

$$+ \frac{2 \cdot 1,9768}{100} = 0,819 \text{ кг/м}^3$$

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

$$\mu_{\Gamma} = \frac{90 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 3 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 1,2 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,5 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} +$$

$$+ \frac{0,5 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 2,5 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000116 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет $\nu_{\Gamma} = 0,0000116/0,819 = 0,0000142 \text{ м}^2/\text{с}$.

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 $\text{м}^3/\text{год}$, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

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

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

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

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

Q_{H}^{P} - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/ м^3 .

Годовой расход газа, млн. $\text{м}^3/\text{год}$, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

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

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

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

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

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

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

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	32,424
2	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	24,318
3	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212
4	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	13,51

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	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
6	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212
7	40	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	10,808
8	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
9	50	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	13,51
10	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
11	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
12	70	Приготовление пищи	4100	110,8	7,756
13	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	40,53
14	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
15	150	Приготовление пищи	4100	110,8	16,62
16	140	Приготовление пищи	4100	110,8	15,512
17	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212
18	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
19	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
20	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	24,318
21	170	Приготовление пищи	4100	110,8	18,836
22	350	Приготовление пищи	4100	110,8	38,78
23	200	Приготовление пищи	4100	110,8	22,16
24	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	40,53
25	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
26	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
27	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212

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	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	24,318
29	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	51,338
30	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	40,53
31	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	27,02
32	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
33	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
34	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	21,616
35	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
36	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
37	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	45,934
38	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
39	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212
40	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
41	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	18,914
42	60	Приготовление пищи и горячей воды	10000	270,2	16,212

Из таблицы 4 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 946,48 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

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

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	32,424	1800	18
2	24,318	1800	13,5
3	16,212	1800	9
4	13,51	1800	7,5
5	21,616	1800	12
6	16,212	1800	9
7	10,808	1800	6
8	21,616	1800	12
9	13,51	1800	7,5
10	21,616	1800	12
11	18,914	1800	10,5
12	7,756	1800	4,3
13	40,53	1800	22,5
14	21,616	1800	12
15	16,62	1800	9,2
16	15,512	1800	8,6
17	16,212	1800	9
18	18,914	1800	10,5
19	18,914	1800	10,5
20	24,318	1800	13,5
21	18,836	1800	10,5
22	38,78	1800	21,5
23	22,16	1800	12,3
24	40,53	1800	22,5
25	18,914	1800	10,5
26	21,616	1800	12
27	16,212	1800	9
28	24,318	1800	13,5
29	51,338	1800	28,5
30	40,53	1800	22,5
31	27,02	1800	15
32	21,616	1800	12
33	18,914	1800	10,5
34	21,616	1800	12
35	18,914	1800	10,5
36	18,914	1800	10,5
37	45,934	1800	25,5
38	18,914	1800	10,5
39	16,212	1800	9
40	18,914	1800	10,5

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
41	18,914	1800	10,5
42	16,212	1800	9

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в поселке Новобирилюссы по результатам расчета из таблицы 5 равен 525,4 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

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

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 657$ 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	2160	179,025
2	1620	134,269
3	1080	89,513
4	900	74,594
5	1440	119,35
6	1080	89,513
7	720	59,675
8	1440	119,35
9	900	74,594
10	1440	119,35
11	1260	104,431
13	2700	223,782
14	1440	119,35
17	1080	89,513
18	1260	104,431
19	1260	104,431

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
20	1620	134,269
24	2700	223,782
25	1260	104,431
26	1440	119,35
27	1080	89,513
28	1620	134,269
29	3420	283,457
30	2700	223,782
31	1800	149,188
32	1440	119,35
33	1260	104,431
34	1440	119,35
35	1260	104,431
36	1260	104,431
37	3060	253,619
38	1260	104,431
39	1080	89,513
40	1260	104,431
41	1260	104,431
42	1080	89,513

Из таблицы 6 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 4565,14 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

$$m_{ос} = 232 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-7)}{22 - (-36)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-7)}{22 - (-36)} \right) = 3758 \text{ ч/год}$$

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	179,025	3758	47,6
2	134,269	3758	35,7
3	89,513	3758	23,8
4	74,594	3758	19,8
5	119,35	3758	31,8
6	89,513	3758	23,8
7	59,675	3758	15,9
8	119,35	3758	31,8
9	74,594	3758	19,8
10	119,35	3758	31,8
11	104,431	3758	27,8
13	223,782	3758	59,5
14	119,35	3758	31,8
17	89,513	3758	23,8
18	104,431	3758	27,8
19	104,431	3758	27,8
20	134,269	3758	35,7
24	223,782	3758	59,5
25	104,431	3758	27,8
26	119,35	3758	31,8
27	89,513	3758	23,8
28	134,269	3758	35,7
29	283,457	3758	75,4
30	223,782	3758	59,5
31	149,188	3758	39,7
32	119,35	3758	31,8
33	104,431	3758	27,8
34	119,35	3758	31,8
35	104,431	3758	27,8
36	104,431	3758	27,8
37	253,619	3758	67,5
38	104,431	3758	27,8
39	89,513	3758	23,8
40	104,431	3758	27,8
41	104,431	3758	27,8
42	89,513	3758	23,8

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в поселке Новобирилюссы по результатам расчета из таблицы 7 равен 1214,7 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка Новобирилюссы.

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

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

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	32,424	179,025	211,449
2	24,318	134,269	158,587
3	16,212	89,513	105,725
4	13,51	74,594	88,104
5	21,616	119,35	140,966
6	16,212	89,513	105,725
7	10,808	59,675	70,483
8	21,616	119,35	140,966
9	13,51	74,594	88,104
10	21,616	119,35	140,966
11	18,914	104,431	123,345
12	7,756	-	7,756
13	40,53	223,782	264,312
14	21,616	119,35	140,966
15	16,62	-	16,62
16	15,512	-	15,512
17	16,212	89,513	105,725
18	18,914	104,431	123,345
19	18,914	104,431	123,345
20	24,318	134,269	158,587
21	18,836	-	18,836
22	38,78	-	38,78
23	22,16	-	22,16
24	40,53	223,782	264,312
25	18,914	104,431	123,345
26	21,616	119,35	140,966
27	16,212	89,513	105,725
28	24,318	134,269	158,587
29	51,338	283,457	334,795
30	40,53	223,782	264,312
31	27,02	149,188	176,208

Окончание таблицы 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в п. Новобирилюссы

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
32	21,616	119,35	140,966
33	18,914	104,431	123,345
34	21,616	119,35	140,966
35	18,914	104,431	123,345
36	18,914	104,431	123,345
37	45,934	253,619	299,553
38	18,914	104,431	123,345
39	16,212	89,513	105,725
40	18,914	104,431	123,345
41	18,914	104,431	123,345
42	16,212	89,513	105,725
Всего			5511,619

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в п. Новобирилюссы составляет 5511,619 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне поселка Новобирилюссы.

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

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

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	18	47,6	65,6
2	13,5	35,7	49,2
3	9	23,8	32,8
4	7,5	19,8	27,3
5	12	31,8	43,8
6	9	23,8	32,8
7	6	15,9	21,9
8	12	31,8	43,8
9	7,5	19,8	27,3
10	12	31,8	43,8
11	10,5	27,8	38,3
12	4,3	-	4,3
13	22,5	59,5	82
14	12	31,8	43,8

Окончание таблицы 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в п. Новобирилюссы

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
15	9,2	-	9,2
16	8,6	-	8,6
17	9	23,8	32,8
18	10,5	27,8	38,3
19	10,5	27,8	38,3
20	13,5	35,7	49,2
21	10,5	-	10,5
22	21,5	-	21,5
23	12,3	-	12,3
24	22,5	59,5	82
25	10,5	27,8	38,3
26	12	31,8	43,8
27	9	23,8	32,8
28	13,5	35,7	49,2
29	28,5	75,4	103,9
30	22,5	59,5	82
31	15	39,7	54,7
32	12	31,8	43,8
33	10,5	27,8	38,3
34	12	31,8	43,8
35	10,5	27,8	38,3
36	10,5	27,8	38,3
37	25,5	67,5	93
38	10,5	27,8	38,3
39	9	23,8	32,8
40	10,5	27,8	38,3
41	10,5	27,8	38,3
42	9	23,8	32,8
Всего			1740,1

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в п. Новобирилюссы составляет 1740,1 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка

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/час;

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 $Q_H^P = 37010$ кДж/м³.

Таблица 10 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность		КПД	Расход газа, м ³ /ч	тыс.м ³ /год
		Гкал/ч	Гкал/год			
1	Котельная №1	3,98	7100	80	562,8	1004,043
2	Котельная №2	3,48	6800	80	496,3	961,618
3	Котельная №3	0,8	1800	80	114,1	254,546
Всего					1173,2	2220,207

Для газоснабжения котельных поселка Новобирилуссы требуется 2220,207 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

$$n^{x.} = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 4140 = 1057,8 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{год}}^x = \frac{1057,8 \cdot 2500}{37010} = 71,45 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$$

Часовой расход газа, м³/ч, для коммунально-бытовых предприятий

рассчитывается по формуле (7) и составляет

$$Q_{\text{ч}}^x = \frac{71,45 \cdot 10^3}{6000} = 11,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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. Новобирилюссы

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс. м ³ /год
КПБ население	525,4	946,476
ОВ население	1214,7	4565,143
Население	1740,1	5511,619
Котельная №1	562,8	1004,043
Котельная №2	496,3	961,618
Котельная №3	114,1	254,546
Хлебозавод	11,9	71,452
Всего	2925,2	7803,278

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.

Котельные 1 и 2 запитываются от сети среднего, а котельная 3 и хлебозавод запитываются от сети низкого давления.

1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселке, 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

На территории поселка Новобирилюссы газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются надземно.

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 поселка Новобирилюссы, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

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

1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления

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

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

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

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

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

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

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

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

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

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

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

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

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

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

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

V - объемный расход газа, м³/ч;

F - площадь поперечного сечения участка газопровода, м².

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа

течение его может быть ламинарным, т. е. упорядоченным в виде движущихся один относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса

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

где w - скорость потока газа, м/с;

D - внутренний диаметр газопровода, м;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

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

где p_H - давление в начале газопровода, Па;

p_K - давление в конце газопровода, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - длина газопровода, м.

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

величин

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

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

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

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

где Re – число Рейнольдса;

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

d - внутренний диаметр газопровода, см.

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

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа ($Re < 2000$) по формуле Стокса

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

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

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

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

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

$$\lambda = \frac{1}{(1,821 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (23)$$

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

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

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

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

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

где Δ - относительная ошибка, %;

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

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

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

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

где ΔP - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

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

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

d - внутренний диаметр газопровода, см;

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

l - длина участка газопровода, м.

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

Чтобы определить откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках - $\Delta P/Q_p$, где ΔP - потери давления на участке, Па; Q_p – расчетный расход газа на участке, м³/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

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

где $\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м³/ч;

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

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

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

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

где ΔQ_{K_1} - поправочный круговой расход первого по ходу расчета кольца, м³/ч;

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

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

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

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

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

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

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

где ΔQ_{K_i} - поправочные круговые расходы последующих по ходу расчета колец, 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

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

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

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

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

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

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

где $Q_{\text{уч}}$ - 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

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

где d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

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

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

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

где d_k - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

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

d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

l - длина участка, м.

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

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

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Кроме этого согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют транзитной. Тем самым расход газа, проходящий по участку, включает в себя как путевую, так и транзитную нагрузку, такой расход принято называть расчетным.

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

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

l - длина участка, м.

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

Удельный 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

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

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

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

$Q_{П_{i+1}}$ - путевой расход газа на следующем участке по ходу движения, м³/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), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №1	17	32,8	153,1	2650	0,0578
	24	82			
	33	38,3			
Контур №2	29	103,9	218,8	3890	0,0562
	36	38,3			
	38	38,3			
	40	38,3			
Контур №3	12	4,3	25,2	3260	0,0077
	16	8,6			
	23	12,3			
Контур №4	15	9,2	30,7	2880	0,0107
	22	21,5			
Контур №5	30	82	180,5	3000	0,0602
	31	54,7			
	32	43,8			

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №6	9	27,3	153,2	3570	0,0429
	10	43,8			
	11	38,3			
	14	43,8			
Сектор №1	18	38,3	38,3	750	0,0511
Сектор №2	19	38,3	76,6	1360	0,0563
	25	38,3			
Сектор №3	26	43,8	43,8	840	0,0521
Сектор №4	37	93	93	1460	0,0637
Сектор №5	39	32,8	71,1	810	0,0878
	41	38,3			
Сектор №6	42	32,8	32,8	1070	0,0307
Сектор №7	35	38,3	38,3	1470	0,0261
Сектор №8	34	43,8	43,8	850	0,0515
Сектор №9	27	32,8	82	1490	0,0550
	28	49,2			
Сектор №10	20	49,2	59,7	1900	0,0314
	21	10,5			
Сектор №11	13	82	82	1390	0,0590
Сектор №12	8	43,8	43,8	540	0,0811
Сектор №13	1	65,6	147,6	3120	0,0473
	2	49,2			
	3	32,8			
Сектор №14	4	27,3	71,1	2010	0,0354
	5	43,8			
Сектор №15	6	32,8	54,7	630	0,0868
	7	21,9			

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

Таблица 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	340	Контур №1, Контур №3	0,0578+0,0077=0,0655	22,3
2-3	240	Контур №1, Контур №5	0,0578+0,0602=0,1179	28,3
3-4	540	Контур №1	0,0578	31,2
4-5	300	Контур №1, Сектор №3	0,0578+0,0521=0,1099	33,0
5-6	320	Контур №1, Сектор №2	0,0578+0,0563=0,1141	36,5
6-7	250	Контур №1, Сектор №1	0,0578+0,0511=0,1088	27,2
7-8	160	Контур №1	0,0578	9,2
8-1	500	Контур №1, Контур №3	0,0578+0,0077=0,0655	32,8
10-11	200	Контур №2, Контур №4	0,0562+0,0107=0,0669	13,4
11-12	70	Контур №2, Контур №6	0,0562+0,0429=0,0992	6,9
12-13	520	Контур №2, Сектор №10	0,0562+0,0314=0,0877	45,6
13-14	710	Контур №2, Сектор №9	0,0562+0,0550=0,1113	79,0
14-15	340	Контур №2, Сектор №7	0,0562+0,0261=0,0823	28,0
15-16	250	Контур №2, Сектор №7	0,0562+0,0261=0,0823	20,6
16-17	540	Контур №2, Сектор №6	0,0562+0,0307=0,0869	46,9
17-18	500	Контур №2, Сектор №5	0,0562+0,0878=0,1440	72,0
18-19	310	Контур №2, Сектор №4	0,0562+0,0637=0,1199	37,2
19-20	330	Контур №2, Контур №5	0,0562+0,0602=0,1164	38,4
20-10	120	Контур №2, Контур №4	0,0562+0,0107=0,0669	8,0
2-21	600	Контур №3, Контур №5	0,0077+0,0602=0,0679	40,7
21-22	230	Контур №3, Контур №4	0,0077+0,0107=0,0184	4,2
22-23	160	Контур №3, Контур №4	0,0077+0,0107=0,0184	2,9
23-24	190	Контур №3, Контур №4	0,0077+0,0107=0,0184	3,5
24-25	160	Контур №3, Контур №4	0,0077+0,0107=0,0184	2,9
25-26	190	Контур №3, Контур №6	0,0077+0,0429=0,0506	9,6
26-27	630	Контур №3	0,0077	4,9
27-28	180	Контур №3	0,0077	1,4
28-8	80	Контур №3	0,0077	0,6
20-21	570	Контур №4, Контур №5	0,0107+0,0602=0,0708	40,4
25-30	560	Контур №4, Контур №6	0,0107+0,0429=0,0536	30,0
30-29	330	Контур №4, Контур №6	0,0107+0,0429=0,0536	17,7
29-11	360	Контур №4, Контур №6	0,0107+0,0429=0,0536	19,3
3-31	420	Контур №5	0,0602	25,3
31-32	310	Контур №5, Сектор №4	0,0602+0,0637=0,1239	38,4
32-19	530	Контур №5, Сектор №4	0,0602+0,0637=0,1239	65,6
26-33	540	Контур №6	0,0429	23,2
33-34	520	Контур №6	0,0429	22,3
34-35	330	Контур №6, Сектор №12	0,0429+0,0811=0,1240	40,9
35-36	420	Контур №6, Сектор №11	0,0429+0,0590=0,1019	42,8
36-12	250	Контур №6, Сектор №10	0,0429+0,0314=0,0743	18,6

Продолжение таблицы 13 - Расчет путевого расхода газа

6-41	500	Сектор №1, Сектор №2	$0,0511+0,0563=0,1074$	53,7
5-42	540	Сектор №2, Сектор №3	$0,0563+0,0521=0,1085$	58,6
18-43	150	Сектор №4, Сектор №5	$0,0637+0,0878=0,1515$	22,7
43-44	160	Сектор №4, Сектор №5	$0,0637+0,0878=0,1515$	24,2
17-46	240	Сектор №6	0,0307	7,4
16-47	290	Сектор №6	0,0307	8,9
14-48	220	Сектор №7, Сектор №9	$0,0261+0,0550=0,0811$	17,8
48-49	660	Сектор №7, Сектор №8	$0,0261+0,0515=0,0776$	51,2
48-50	190	Сектор №8, Сектор №9	$0,0515+0,0550=0,1066$	20,2
13-51	110	Сектор №9, Сектор №10	$0,0550+0,0314=0,0865$	9,5
51-52	260	Сектор №9, Сектор №10	$0,0550+0,0314=0,0865$	22,5
36-53	760	Сектор №10, Сектор №11	$0,0314+0,0591=0,0904$	68,7
35-54	210	Сектор №11, Сектор №12	$0,0590+0,0811=0,1401$	29,4
60-64	700	Сектор №13	0,0473	33,1
64-65	840	Сектор №13	0,0473	39,7
60-61	550	Сектор №13, Сектор №14	$0,0473+0,0354=0,0827$	45,5
61-62	380	Сектор №13, Сектор №14	$0,0473+0,0354=0,0827$	31,4
62-63	650	Сектор №13	0,0473	30,8
60-66	450	Сектор №14	0,0354	15,9
66-67	630	Сектор №15, Сектор №14	$0,0868+0,0354=0,1222$	77,0

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

Таблица 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	22,3	2-3, 2-21	$28,3+118,7+40,7+13,9=201,7$
2-3	28,3	3-4, 3-31	$31,2+62,3+25,3=118,7$
3-4	31,2	4-5	$33+29,3=62,3$
4-5	33,0	50% 5-42	$0,5 \cdot 58,6=29,3$
5-6	36,5	50% 5-42	$0,5 \cdot 58,6=29,3$
6-7	27,2	6-5, 6-41	$36,5+29,3+53,7=119,5$
7-8	9,2	7-6	$27,2+119,5=146,7$
8-1	32,8	8-7, 8-28	$9,2+146,7+0,6+125=281,6$
10-11	13,4	11-12, 11-29	$6,9+521+6+19,3+58,9=606,8$
11-12	6,9	12-13, 12-36	$45,6+253,3+18,6+204,2=521,6$
12-13	45,6	13-14, 13-51	$79+142,3+9,5+22,5=253,3$

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
13-14	79,0	14-15, 14-48	28+25+17,8+71,5=142,3
14-15	28,0	15-16	20,6+4,4=25
15-16	20,6	50% 16-47	0,5·8,9=4,4
16-17	46,9	50% 16-47	0,5·8,9=4,4
17-18	72,0	17-16, 17-46	46,9+4,4+7,4=58,7
18-19	37,2	18-17, 18-43	72+58,7+22,7+36,1=189,6
19-20	38,4	19-18, 19-32	37,2+189,6+65,6+38,4=330,8
20-10	8,0	20-19, 20-21	38,4+330,8+40,4+16,6=426,2
2-21	40,7	45,5% 21-22	0,455·(4,2+26,3)=13,9
21-22	4,2	22-23	2,9+23,3=26,3
22-23	2,9	23-24	3,5+19,8=23,3
23-24	3,5	24-25	2,9+16,9=19,8
24-25	2,9	60% 25-26	0,6·(9,6+18,5)=16,9
25-26	9,6	80% 26-33	0,8·23,2=18,5
26-27	4,9	20% 26-33	0,2·23,2=4,6
27-28	1,4	27-26	4,9+4,6=9,5
28-8	0,6	28-27, 28-К3	1,4+9,5+114,1=125
20-21	40,4	54,5% 21-22	0,545·(4,2+26,3)=16,6
25-30	30,0	40% 25-26	0,4·(9,6+18,5)=11,3
30-29	17,7	30-25	30+11,3=41,3
29-11	19,3	29-30	17,7+41,3=58,9
3-31	25,3	нет	0
31-32	38,4	нет	0
32-19	65,6	32-31	38,4
26-33	23,2	нет	0
33-34	22,3	нет	0
34-35	40,9	33-34	22,3
35-36	42,8	35-34, 35-54	40,9+22,3+29,4=92,7
36-12	18,6	36-35, 36-53	42,8+92,7+68,7=204,2
6-41	53,7	нет	0
5-42	58,6	нет	0
18-43	22,7	43-44, 43-X	24,2+11,9=36,1
43-44	24,2	нет	0
17-46	7,4	нет	0
16-47	8,9	нет	0
14-48	17,8	48-49, 48-50	51,2+20,2=71,5
48-49	51,2	нет	0
48-50	20,2	нет	0
13-51	9,5	51-52	22,5
51-52	22,5	нет	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
36-53	68,7	нет	0
35-54	29,4	нет	0
60-64	33,1	64-65	39,7
64-65	39,7	нет	0
60-61	45,5	61-62	31,4+30,8=62,2
61-62	31,4	62-63	30,8
62-63	30,8	нет	0
60-66	15,9	66-67	77
66-67	77,0	нет	0
28-К3		Котельная №3	114,1
43-Х		Хлебозавод	11,9

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, м³/ч;

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

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

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

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

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

Таблица 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	22,3	0,55	201,7	213,9
2-3	28,3	0,55	118,7	134,3
3-4	31,2	0,55	62,3	79,4
4-5	33,0	0,55	29,3	47,4
5-6	36,5	0,55	29,3	49,4
6-7	27,2	0,55	119,5	134,5
7-8	9,2	0,55	146,7	151,8
8-1	32,8	0,55	281,6	299,6
10-11	13,4	0,55	606,8	614,2
11-12	6,9	0,55	521,6	525,5
12-13	45,6	0,55	253,3	278,4
13-14	79,0	0,55	142,3	185,7
14-15	28,0	0,55	25,0	40,4
15-16	20,6	0,55	4,4	15,8
16-17	46,9	0,55	4,4	30,3
17-18	72,0	0,55	58,7	98,3
18-19	37,2	0,55	189,6	210,0
19-20	38,4	0,55	330,8	352,0
20-10	8,0	0,55	426,2	430,7
2-21	40,7	0,55	13,9	36,3
21-22	4,2	0,55	26,3	28,6
22-23	2,9	0,55	23,3	25,0

Окончание таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	<i>k_П</i>	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
23-24	3,5	0,55	19,8	21,8
24-25	2,9	0,55	16,9	18,5
25-26	9,6	0,55	18,5	23,8
26-27	4,9	0,55	4,6	7,3
27-28	1,4	0,55	9,5	10,3
28-8	0,6	0,55	125,0	125,3
20-21	40,4	0,55	16,6	38,8
25-30	30,0	0,55	11,3	27,8
30-29	17,7	0,55	41,3	51,0
29-11	19,3	0,55	58,9	69,6
3-31	25,3	0,55	0,0	13,9
31-32	38,4	0,55	0,0	21,1
32-19	65,6	0,55	38,4	74,5
26-33	23,2	0,55	0,0	12,7
33-34	22,3	0,55	0,0	12,3
34-35	40,9	0,55	22,3	44,8
35-36	42,8	0,55	92,7	116,2
36-12	18,6	0,55	204,2	214,4
6-41	53,7	0,55	0,0	29,5
5-42	58,6	0,55	0,0	32,2
18-43	22,7	0,55	36,1	48,6
43-44	24,2	0,55	0,0	13,3
17-46	7,4	0,55	0,0	4,0
16-47	8,9	0,55	0,0	4,9
14-48	17,8	0,55	71,5	81,3
48-49	51,2	0,55	0,0	28,2
48-50	20,2	0,55	0,0	11,1
13-51	9,5	0,55	22,5	27,7
51-52	22,5	0,55	0,0	12,4
36-53	68,7	0,55	0,0	37,8
35-54	29,4	0,55	0,0	16,2
60-64	33,1	0,55	39,7	58,0
64-65	39,7	0,55	0,0	21,9
60-61	45,5	0,55	62,2	87,2
61-62	31,4	0,55	30,8	48,0
62-63	30,8	0,55	0,0	16,9
60-66	15,9	0,55	77,0	85,7
66-67	77,0	0,55	0	42,3
28-K3				114,1
43-X				11,9

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	$dn \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2	К3	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	213,9	39921	0,0224	168	0,7837
	2-3	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	134,3	25064	0,0252	52	0,3902
	3-4		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	79,4	14822	0,0287	47	0,5921
	4-5		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	47,4	8850	0,0326	11	0,2234
	5-6		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-49,4	9214	0,0323	-12	0,2456
	6-7		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-134,5	25094	0,0252	-55	0,4068
	7-8		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-151,8	28328	0,0244	-43	0,2852
	8-1	К3	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-299,6	55911	0,0206	-445	1,4838
$\Delta = \frac{-277}{0,5 \cdot 832} = 66,6\%$, $\sum \Delta Q_k = 34,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\frac{\sum -277}{\sum \Delta P = 832}$	$\sum 4,4108$
К2	10-11	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	614,2	91656	0,0182	216	0,3515
	11-12	К6	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	525,5	78417	0,0189	58	0,1095
	12-13		520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	278,4	41542	0,0222	141	0,5049
	13-14		710	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	185,8	27720	0,0245	95	0,5089
	14-15		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	40,4	6031	0,0359	3	0,0776
	15-16		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	15,8	2352	0,0333	0	0,0206
	16-17		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-30,2	4515	0,0386	-3	0,0992
	17-18		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-98,3	14675	0,0288	-22	0,2224
	18-19		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-210,1	31347	0,0238	-51	0,2437
	19-20	К5	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-352	52524	0,0209	-134	0,3820
	20-10	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-430,7	64269	0,0199	-70	0,1616
$\Delta = \frac{232}{0,5 \cdot 792} = 58,5\%$, $\sum \Delta Q_k = -45,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\frac{\sum 232}{\sum \Delta P = 792}$	$\sum 2,6820$

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	1-2	К1	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-213,9	39921	0,0224	-168	0,7837
	2-21	К5	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-36,3	9668	0,0319	-72	1,9830
	21-22	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-28,6	7620	0,0339	-18	0,6359
	22-23	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-24,9	6648	0,0351	-10	0,3993
	23-24	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-21,8	5798	0,0363	-9	0,4279
	24-25	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-18,5	4933	0,0378	-6	0,3193
	25-26	К6	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-23,8	6349	0,0355	-11	0,4581
	26-27		630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	7,3	1948	0,0329	3	0,4319
	27-28		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	10,3	2736	0,0350	2	0,1845
	28-8		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	125,3	33394	0,0234	84	0,6699
	8-1	К1	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	299,6	55911	0,0206	445	1,4839
$\Delta = \frac{240}{0,5 \cdot 827} = 57,9\%$, $\Sigma \Delta Q_K = 1,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma 240$ $\Sigma/\Delta P/=827$	$\Sigma 7,7773$
К4	10-20	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	430,7	64269	0,0199	70	0,1616
	20-21	К5	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	38,8	9064	0,0324	41	1,0577
	21-22	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	28,6	7620	0,0339	18	0,6359
	22-23	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	25,0	6647	0,0351	10	0,3993
	23-24	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	21,8	5798	0,0363	9	0,4279
	24-25	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	18,5	4933	0,0378	6	0,3196
	25-30	К6	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-27,8	6481	0,0353	-22	0,8080
	30-29	К6	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-51,0	11903	0,0303	-38	0,7511
	29-11	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-69,6	16236	0,0280	-72	1,0343
	11-10	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-614,2	91656	0,0183	-216	0,3515
$\Delta = \frac{-195}{0,5 \cdot 503} = -77,4\%$, $\Sigma \Delta Q_K = 26,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma -195$ $\Sigma/\Delta P/=503$	$\Sigma 5,9467$

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	<i>l</i> , м	<i>dn</i> x <i>s</i> , мм	<i>Q_p</i> , м ³ /ч	<i>Re</i>	<i>λ</i>	Δ <i>P</i> , Па	Δ <i>P/Q_p</i>
К5	2-21	К3	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	36,3	9668	0,0319	72	1,9830
	2-3	К1	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-134,3	25064	0,0252	-52	0,3902
	3-31		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-13,9	3244	0,0370	-4	0,3183
	31-32		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	21,1	4930	0,0378	8	0,3643
	32-19		530	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	74,5	17392	0,0276	119	1,6033
	19-20	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	352,0	52524	0,0209	134	0,3820
	20-21	К4	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-38,8	9064	0,0324	-41	1,0577
$\Delta = \frac{236}{0,5 \cdot 431} = 109,2\%$, $\Sigma \Delta Q_K = -15,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma 236$	$\Sigma 6,0989$
								$\Sigma / \Delta P = 431$	
К6	11-29	К4	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	69,6	16236	0,0280	72	1,0343
	29-30	К4	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	51,0	11903	0,0303	38	0,7511
	25-26	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	23,8	6349	0,0355	11	0,4581
	26-33		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	12,7	2975	0,0360	5	0,3649
	33-34		520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-12,3	2865	0,0355	-4	0,3338
	34-35		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-44,8	10464	0,0313	-31	0,6820
	35-36		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-116,2	27126	0,0247	-206	1,7733
	36-12		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-214,4	50049	0,0212	-358	1,6710
12-11	К2	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-525,5	78417	0,0189	-58	0,1095	
$\Delta = \frac{-508}{0,5 \cdot 805} = -126,3\%$, $\Sigma \Delta Q_K = 42,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по таблице 17)								$\Sigma -508$	$\Sigma 7,9857$
								$\Sigma / \Delta P = 805$	

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-277}{1,75 \cdot 4,4108} = 35,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{232}{1,75 \cdot 2,6820} = -49,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{240}{1,75 \cdot 7,7773} = -17,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-195}{1,75 \cdot 5,9467} = 18,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K^1 = -\frac{236}{1,75 \cdot 6,0989} = -22,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-508}{1,75 \cdot 7,9857} = 36,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K = 35,9 + \frac{((0,7337 + 1,4838) \cdot (-17,6) + 0,3902 \cdot (-22,1))}{4,4108} = 24,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K = -49,4 + \frac{((0,3515 + 0,1616) \cdot 18,7 + 0,3820 \cdot (-22,1) + 0,1094 \cdot 36,4)}{2,6820} = -47,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K = -17,6 + \frac{((1,4838 + 0,7837) \cdot 24,9 + (0,6359 + 0,3993 + 0,4279 + 0,3193) \cdot 18,7 + 1,9830 \cdot (-22,1) + 0,4318 \cdot 36,4)}{7,7773} = -9,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 4

$$\Delta Q_K = 18,7 + \frac{((0,1616 + 0,3515) \cdot 47,5 + (0,6359 + 0,3993 + 0,4279 + 0,3193) \cdot (-17,6) + 1,0577 \cdot (-22,1) + (0,8080 + 0,7512 + 1,0343) \cdot 36,4)}{5,9467} = 21,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = -22,1 + \frac{(0,3902 \cdot 24,9 + 0,3820 \cdot (-47,5) + 1,9830 \cdot (-17,6) + 1,0577 \cdot 21,3)}{6,0989} = -25,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K = 36,4 + \frac{(0,1094 \cdot (-49,4) + 0,4581 \cdot (-9,7) + (1,0343 + 0,7512 + 0,8080) \cdot 21,3)}{7,9857} = 42,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

49 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 пригл.	Второе пригл.	Третье пригл.	Четвертое пригл.	Пятое пригл.	Шестое пригл.	Седьмое пригл.	Восьмое пригл.	Итого
Кольцо 1										
Ошибка в кольце, %	-66,6	-5,9	-1,9	-1,1	-0,6	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	35,9	3,2	1,0	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	24,9	6,2	1,7	0,8	0,5	0,2	0,1	0,1	0,0	34,5

Продолжение таблицы 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое пригл.	Второе пригл.	Третье пригл.	Четвертое пригл.	Пятое пригл.	Шестое пригл.	Седьмое пригл.	Восьмое пригл.	Итого
Кольцо 2										
Ошибка в кольце, %	58,5	0,2	-0,8	-0,4	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-49,4	-0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-47,5	0,2	1,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	-45,2
Кольцо 3										
Ошибка в кольце, %	57,9	-16,8	-4,2	-1,7	-0,8	-0,4	-0,2	-0,1	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-17,6	4,9	1,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-9,7	6,6	2,2	1,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	1,2
Кольцо 4										
Ошибка в кольце, %	-77,4	4,4	-5,1	-3,5	-2,0	-1,1	-0,6	-0,3	-0,2	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	18,7	-1,2	1,3	0,9	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	21,3	0,8	1,9	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,0	26,4

Окончание таблицы 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое пригл.	Второе пригл.	Третье пригл.	Четвертое пригл.	Пятое пригл.	Шестое пригл.	Седьмое пригл.	Восьмое пригл.	Итого
Кольцо 6										
Ошибка в кольце, %	-126,3	9,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	36,4	-2,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	42,0	-1,3	0,9	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	42,7

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

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

Таблица 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		$\Delta Q_{уч}$, м ³ /ч	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2	К3	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	213,9	33,2	247,1	46123	0,0216	216	0,8734
	2-3	К5	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	134,3	50,2	184,5	34426	0,0232	91	0,4951
	3-4		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	79,4	34,5	113,9	21256	0,0262	88	0,7759
	4-5		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	47,4	34,5	81,9	15284	0,0285	28	0,3366
	5-6		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-49,4	34,5	-14,9	2780	0,0352	-1	0,0806
	6-7		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-134,5	34,5	-100,0	18661	0,0271	-33	0,3258
	7-8		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-151,8	34,5	-117,3	21895	0,0260	-28	0,2351
	8-1	К3	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-299,6	33,2	-266,3	49709	0,0212	-362	1,3586
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 846} 100\% = 0,03\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 4,4810$
										$\Sigma/\Delta P/=846$	
К2	10-11	К4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	614,2	-71,6	542,6	80971	0,0188	174	0,3203
	11-12	К6	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	525,5	-87,9	437,5	65295	0,0198	42	0,0954
	12-13		520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	278,4	-45,2	233,1	34792	0,0232	103	0,4420
	13-14		710	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	185,7	-45,2	140,5	20970	0,0263	58	0,4128
	14-15		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	40,4	-45,2	-4,8	719	0,0890	0	0,0229
	15-16		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	15,8	-45,2	-29,5	4398	0,0389	-1	0,0451
	16-17		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-30,3	-45,2	-75,5	11265	0,0307	-15	0,1970
	17-18		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-98,3	-45,2	-143,6	21425	0,0262	-42	0,2954
	18-19		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-210,0	-45,2	-255,3	38096	0,0227	-72	0,2821
	19-20	К5	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-352,0	-29,5	-381,5	56932	0,0205	-155	0,4058
	20-10	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-430,7	-71,6	-502,3	74954	0,0191	-91	0,1814
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 753} 100\% = 0,01\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 2,7001$
										$\Sigma/\Delta P/=753$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{м}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{м}$	$d_n \times s, \text{мм}$		$\Delta Q_{\text{уч}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_P, \text{м}^3/\text{ч}$	Re	λ	$\Delta P, \text{Па}$	$\Delta P/Q_P$
К3	1-2	К1	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-213,9	-33,2	-247,1	46123	0,0216	-216	0,8734
	2-21	К5	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-36,3	16,9	-19,4	5156	0,0374	-24	1,2376
	21-22	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-28,6	-25,1	-53,7	14315	0,0289	-55	1,0204
	22-23	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-25,0	-25,1	-50,1	13342	0,0295	-34	0,6733
	23-24	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-21,8	-25,1	-46,9	12492	0,0290	-36	0,7611
	24-25	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-18,5	-25,1	-43,6	11627	0,0305	-27	0,6073
	25-26	К6	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	-23,8	-41,5	-65,3	17393	0,0276	-64	0,9755
	26-27		630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	7,3	1,2	8,6	2280	0,0329	4	0,5062
	27-28		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	10,3	1,2	11,5	3068	0,0363	2	0,2148
	28-8		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	125,3	1,2	126,6	33725	0,0234	85	0,6749
8-1	К1	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	299,6	-33,2	266,3	49709	0,0212	362	1,3586	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 908} 100\% = 0,02\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 8,9029$	
									$\Sigma/\Delta P/=908$		
К4	10-20	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	430,7	71,6	502,3	74954	0,0191	91	0,1814
	20-21	К5	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	38,8	42,1	80,9	18882	0,0270	148	1,8340
	21-22	К3	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	28,6	25,1	53,7	14315	0,0289	55	1,0204
	22-23	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	25,0	25,1	50,1	13342	0,0295	34	0,6733
	23-24	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	21,8	25,1	46,9	12492	0,0299	36	0,7611
	24-25	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	18,5	25,1	43,6	11627	0,0305	27	0,6073
	25-30	К6	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-27,8	-16,3	-44,1	10292	0,0314	-50	1,1430
	30-29	К6	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-51,0	-16,3	-67,3	15713	0,0283	-62	0,9251
	29-11	К6	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-69,6	-16,3	-85,9	20047	0,0266	-104	1,2115
	11-10	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-614,2	71,6	-542,6	80971	0,0188	-174	0,3203

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{м}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{м}$	$d_n \times s, \text{мм}$		$\Delta Q_{\text{уч}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_P, \text{м}^3/\text{ч}$	Re	λ	$\Delta P, \text{Па}$	$\Delta P/Q_P$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 780} 100\% = 0,08\%$										$\frac{\sum 0}{\sum \Delta P = 780}$	$\sum 8,6774$
К5	2-21	К3	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	36,3	-16,9	19,4	5156	0,0374	24	1,2376
	2-3	К1	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-200x18,2	-134,3	-50,2	-184,5	34426	0,0232	-91	0,4951
	3-31		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-13,9	-15,7	-29,6	6907	0,0347	-19	0,6356
	31-32		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	21,1	-15,7	5,4	1267	0,0505	1	0,1252
	32-19		530	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	74,5	-15,7	58,8	13730	0,0292	79	1,3428
	19-20	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	352,0	29,5	381,5	56932	0,0205	155	0,4058
	20-21	К4	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-38,8	-42,1	-80,9	18882	0,0270	-148	1,8340
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 517} 100\% = 0,02\%$										$\frac{\sum 0}{\sum \Delta P = 517}$	$\sum 6,0761$
К6	11-29	К4	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	69,6	16,3	85,9	20047	0,0266	104	1,2115
	29-30	К4	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	51,0	16,3	67,3	15713	0,0283	62	0,9251
	30-25	К4	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	27,8	16,3	44,1	10292	0,0314	50	1,1430
	25-26	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	23,8	41,5	65,3	17393	0,0276	64	0,9755
	26-33		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	12,7	42,7	55,4	12942	0,0297	73	1,3088
	33-34		520	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-12,3	42,7	30,4	7101	0,0345	24	0,8035
	34-35		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-44,8	42,7	-2,1	498	0,1287	0	0,1333
	35-36		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-116,2	42,7	-73,5	17160	0,0277	-92	1,2578
	36-12		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	-214,4	42,7	-171,7	40082	0,0224	-243	1,4146
12-11	К2	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-250x22,7	-525,5	87,9	-437,5	65295	0,0198	-42	0,0954	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 755} 100\% = 0,001\%$										$\frac{\sum 0}{\sum \Delta P = 755}$	$\sum 9,2686$

Таблица 19 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети 1

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
6-41	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	29,5	12252	0,0301	343	4,578	4,235
5-42	540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	32,2	13364	0,0294	431	4,577	4,146
18-43	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-75x6,8	48,6	24184	0,0254	582	4,682	4,100
43-44	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	13,3	7918	0,0336	150	4,100	3,950
17-46	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	4,0	3028	0,0362	71	4,640	4,569
16-47	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	4,9	3659	0,0385	133	4,624	4,490
14-48	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	81,3	27570	0,0246	341	4,623	4,283
48-49	660	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	28,2	11684	0,0304	416	4,283	3,866
48-50	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	11,1	8334	0,0331	389	4,283	3,893
13-51	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	27,7	16460	0,0279	371	4,681	4,310
51-52	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	12,4	7344	0,0342	214	4,310	4,097
36-53	760	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	37,8	12822	0,0297	308	4,541	4,233
35-54	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	16,2	9613	0,0320	276	4,449	4,173
28-К3	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	114,1	47335	0,0215	657	4,553	3,896
43-Х	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-50x4,6	11,9	8906	0,0326	276	4,100	3,824

55

Таблица 20 – Гидравлический расчет сети 2

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
60-64	700	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	58,0	19661	0,0267	600	5,000	4,400
64-65	840	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	21,9	9067	0,0324	340	4,400	4,060
60-61	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	87,2	29577	0,0241	964	5,000	4,036
61-62	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	48,0	14350	0,0289	128	4,036	3,908
62-63	650	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	16,9	5738	0,0364	65	3,908	3,843
60-66	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	85,7	29088	0,0242	766	5,000	4,234
66-67	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	42,3	12650	0,0298	171	4,234	4,064

Таблица 21 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
1-2	257,2	234,9	5,000	4,784
2-3	197,2	168,9	4,784	4,693
3-4	127,9	96,7	4,693	4,605
4-5	96,7	63,7	4,605	4,577
5-6	31,4	-5,2	4,578	4,577
6-7	112,3	85,1	4,611	4,578
7-8	121,5	112,3	4,638	4,611
8-1	281,1	248,3	5,000	4,638
10-11	548,6	535,2	5,000	4,826
11-12	440,7	433,7	4,826	4,784
12-13	253,6	208,0	4,784	4,681
13-14	176,1	97,0	4,681	4,623
14-15	20,2	-7,8	4,624	4,623
15-16	40,8	20,2	4,625	4,624
16-17	96,6	49,7	4,640	4,625
17-18	176,0	104,0	4,682	4,640
18-19	272,0	234,8	4,754	4,682
19-20	398,8	360,4	4,909	4,754
20-10	505,8	497,8	5,000	4,909
2-21	37,7	-3,0	4,784	4,760
21-22	55,6	51,4	4,760	4,705
22-23	51,4	48,4	4,705	4,672
23-24	48,4	45,0	4,672	4,636
24-25	45,0	42,0	4,636	4,610
25-26	69,6	60,0	4,610	4,546
26-27	10,7	5,8	4,550	4,546
27-28	12,1	10,7	4,553	4,550
28-8	126,8	126,2	4,638	4,553
20-21	99,0	58,7	4,909	4,761
25-30	57,6	27,6	4,660	4,609
30-29	75,3	57,6	4,722	4,660
29-11	94,6	75,3	4,826	4,722
3-31	41,0	15,7	4,693	4,674
31-32	22,7	-15,7	4,675	4,675
32-19	88,3	22,7	4,754	4,675
26-33	65,8	42,7	4,546	4,473
33-34	42,7	20,4	4,473	4,449
34-35	20,6	-20,4	4,449	4,449
35-36	92,8	50,0	4,541	4,449
36-12	180,1	161,5	4,784	4,541

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

$$p_{K.\text{уч}} > p_K, \quad (42)$$

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

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

Давление газа в конце ответвления, кПа , рассчитывается по формуле

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

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

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

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

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_{OTB} – расход газа, проходящий по ответвлению, м³/ч;

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

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

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

Допустимые потери давления определяются по формуле

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

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

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

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

После чего выполняется проверка по условию

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

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

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

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 20.

Таблица 22 – Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$, мм	Длина участка, l , м	Расход газа на участке, Q_{yq} , 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	168x6	500	2925,2	467462	0,0184	0,0098	0,250	0,230
1-2	133x5	1580	1101,0	223157	0,0201	0,0156	0,230	0,193
2-К1	76x5	500	562,8	212581	0,0228	0,0329	0,193	0,065
1-3	133x5	2370	1550,8	314308	0,0200	0,0456	0,230	0,085
3-К2	102x5	320	496,3	134484	0,0220	0,0030	0,085	0,064
1-ГРП№3	76x5	2950	273,4	103269	0,0238	0,0478	0,230	0,070
2-ГРП№1	60x5	10	538,2	268360	0,0240	0,0025	0,193	0,186
3-ГРП №2	70x5	10	1054,5	438123	0,0227	0,0037	0,085	0,059

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. Новобирилуссы, 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 23 – 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	2925,2
ГРП №1	186	5	538
ГРП №2	59	5	1054
ГРП №3	70	5	273
Котельная №1	65	5	563
Котельная №2	64	5	496

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-100/50;
- ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;
- ГРП №2 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100/70;

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

– Котельная №1 – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-50М;

– Котельная №2 – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-50М;

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

Регуляторы давления РДУК-2В-100/50, РДУК-2Н-200/70, 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

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

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_G – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК-2В-100/50

Расчетный расход газа – 2925,2 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 600 кПа, абсолютное давление газа на входе 701,3 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 250 кПа, абсолютное давление газа на выходе 351,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 19,6 см².

Коэффициент расхода – 0,42.

Плотность газа – 0,819 кг/м³.

При $p_2/p_1=351,3/701,3=0,50$ $\varphi=0,47$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/50 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,47 \cdot 0,42 \cdot 701,3 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,819}} = 4808,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{2925,2}{4808,1} 100 = 60,8 \%$$

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

ГРП №1 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 538 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 186 кПа, абсолютное давление газа на входе 287 кПа.

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

Плотность газа – 0,819 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=278$ кПа и расчетном расходе газа $Q=538$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления

РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II} = 219 \text{ м}^3/\text{ч}$ (данные получены при помощи интерполяции).

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

$$Q_p = 0,0157 \cdot 219 \cdot \sqrt{\frac{287}{0,819}} = 1089 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

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

$$K_3 = \frac{538}{1089} \cdot 100 = 49,41 \text{ \%}.$$

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

ГРП №2 – регулятор РДУК-2Н-100/70

Расчетный расход газа – 1054,5 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 59 кПа, абсолютное давление газа на входе 160 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 – 0,819 кг/м³.

При $p_2/p_1 = 106/160 = 0,66$ $\varphi = 0,46$.

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,46 \cdot 0,66 \cdot 106 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,819}} = 1982,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

$$K_3 = \frac{1054,5}{1982,4} 100 = 53,2 \%$$

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

ГРП №3 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 273 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 70 кПа, абсолютное давление газа на входе 172 кПа.

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

Плотность газа – 0,819 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=172$ кПа и расчетном расходе газа $Q=273$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{П}=153$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

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

$$Q_p = 0,0031 \cdot 153 \cdot \sqrt{(172 - 106) \cdot \frac{106}{0,819}} = 437 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

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

$$K_3 = \frac{273}{437} 100 = 62,59 \%$$

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

ГРУ котельной №1 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 563 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 65 кПа, абсолютное давление газа на входе 166 кПа.

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

Плотность газа – 0,819 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=166$ кПа и расчетном расходе газа $Q=563$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\text{п}}=377$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/166=0,64$ кПа,

$$Q_p = 0,031 \cdot 377 \cdot \sqrt{(166 - 106) \cdot \frac{106}{0,819}} = 1029 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_3 = \frac{563}{1029} \cdot 100 = 54,69 \text{ \%}.$$

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

ГРУ котельной №2 – регулятор РД-50М

Расчетный расход газа – 496 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 64 кПа, абсолютное давление газа на входе 166 кПа.

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

Плотность газа – 0,819 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=166$ кПа и расчетном расходе газа $Q=563$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=376$ м³/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При $p_2/p_1=106/166=0,64$ кПа,

$$Q_p = 0,031 \cdot 376 \cdot \sqrt{(166 - 106) \cdot \frac{106}{0,819}} = 1024 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_3 = \frac{496}{1024} \cdot 100 = 48,45 \text{ \%}.$$

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация поселка Новобирилюссы Красноярского края, расход газа 5511,619 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.

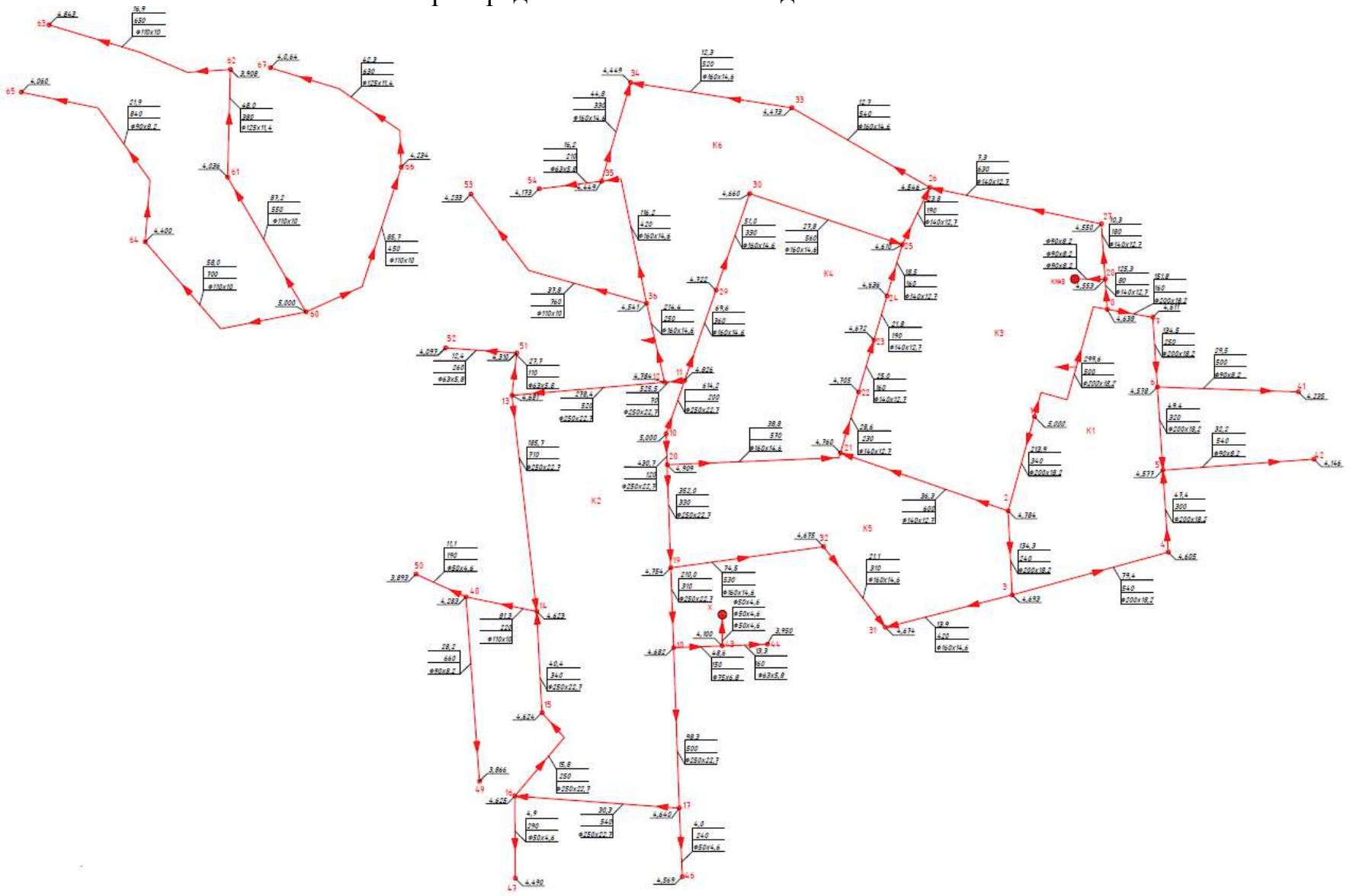
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

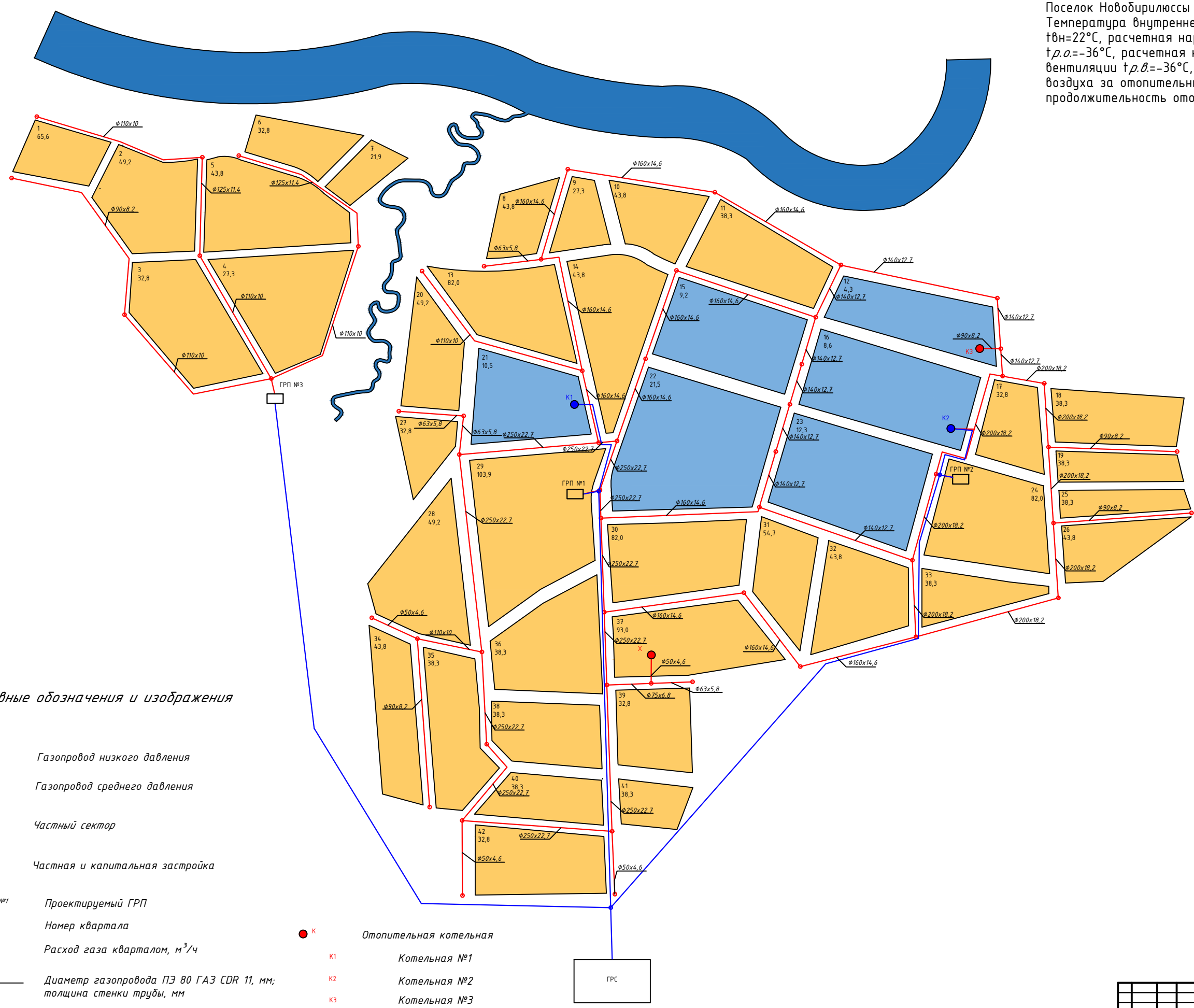
16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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 Новобирилюссы расположен в Красноярском крае.
 Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий
 $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования отопления
 $t_{p.o.}=-36^{\circ}\text{C}$, расчетная наружная для проектирования
 вентиляции $t_{p.в.}=-36^{\circ}\text{C}$, средняя температура наружного
 воздуха за отопительный период $t_{cp}=-7^{\circ}\text{C}$,
 продолжительность отопительного периода $n=232$ дня.



Условные обозначения и изображения

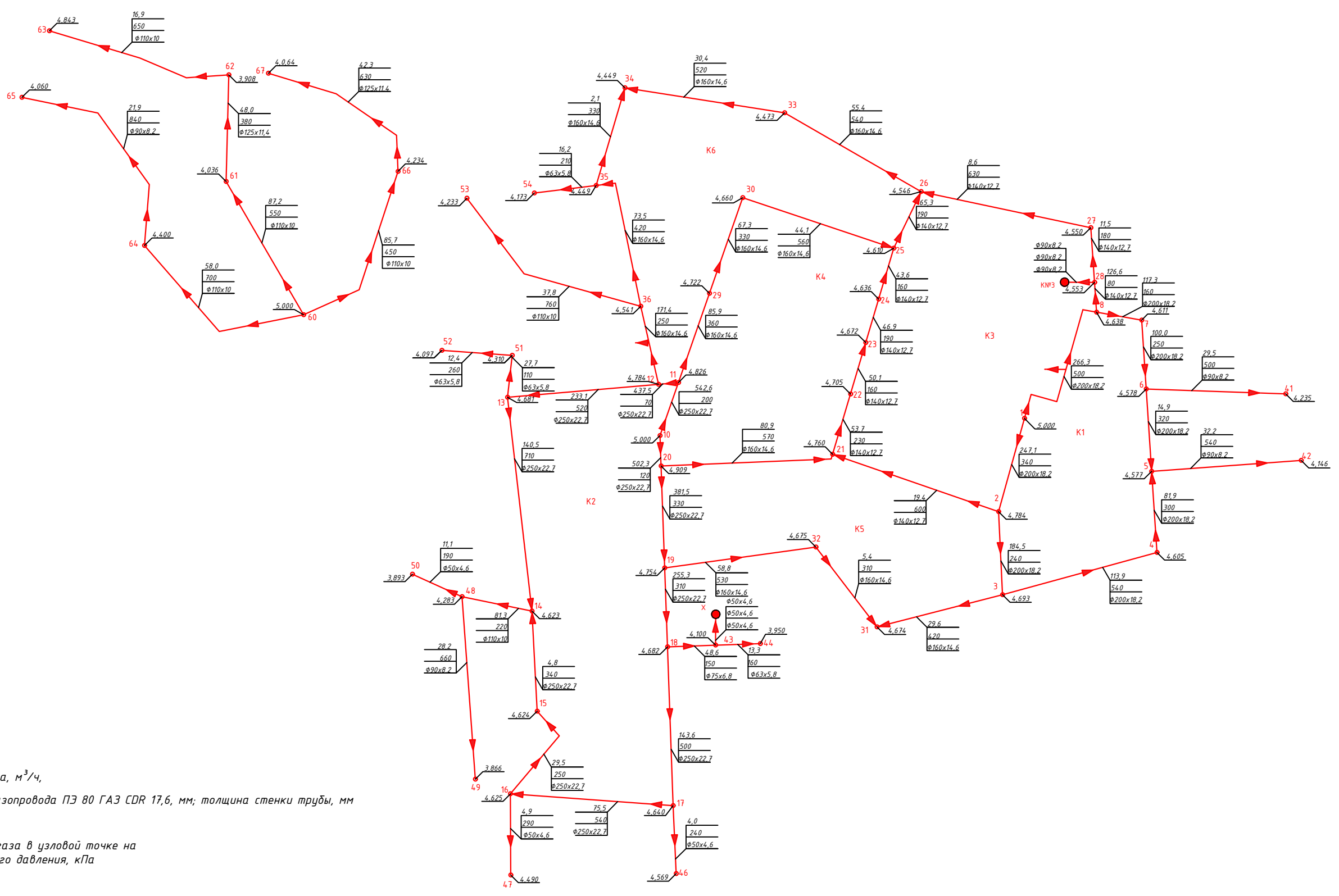
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Частный сектор
- Частная и капитальная застройка
- ГРП №1
- 13
82,0
- Номер квартала
- Расход газа кварталом, $\text{м}^3/\text{ч}$
- $\phi 250 \times 22,7$
- Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 11, мм;
толщина стенки трубы, мм
- ГРС
- Газораспределительная станция

- К Отопительная котельная
- К1 Котельная №1
- К2 Котельная №2
- К3 Котельная №3
- X Хлебозавод

				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч	Внос.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Гареев					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение жилой зоны п. Новобирилюссы		
				Стадия	Лист	Листов
				У	1	6
				Генплан п. Новобирилюссы М 1:8000		
				ИСЗ		
И. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матюшенко					

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK



15,8
250
250x22,7

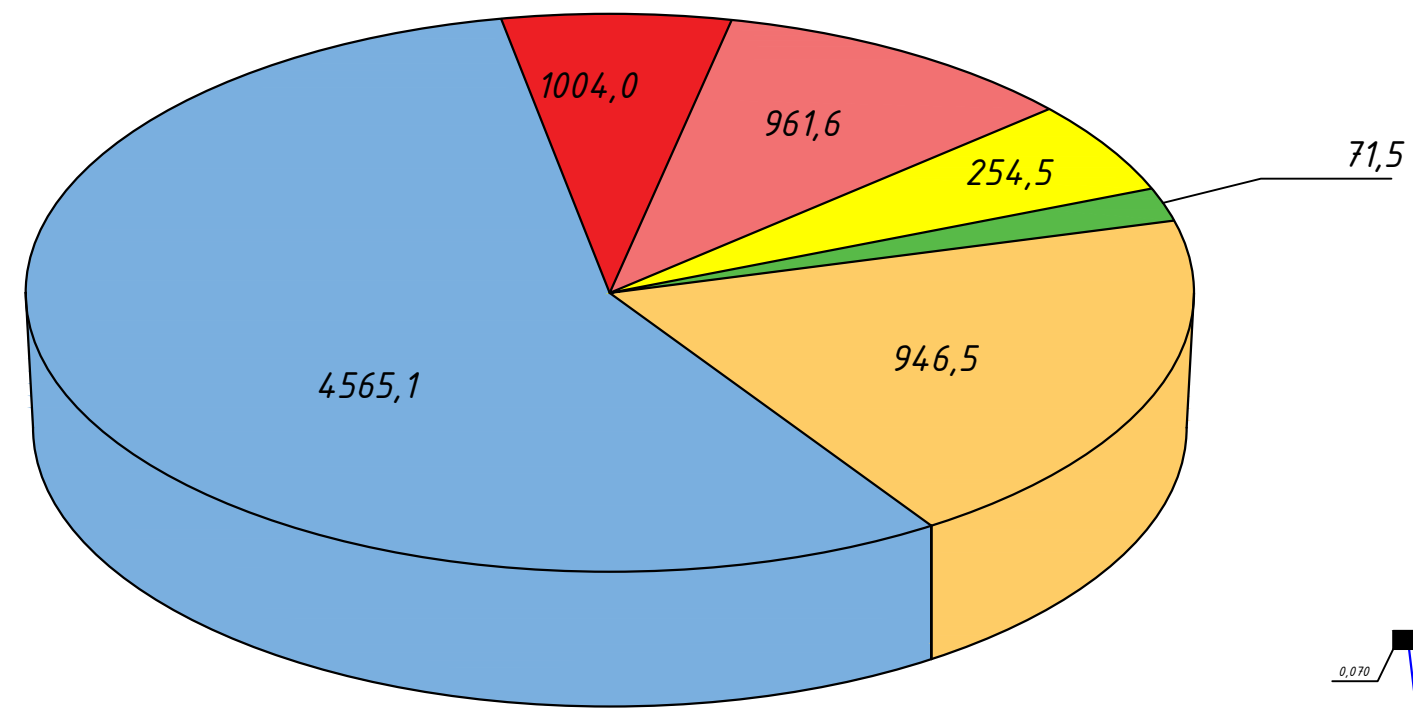
 Расход газа, м³/ч,
 Длина, м
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6, мм; толщина стенки трубы, мм

4,625

 Давление газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа

				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Гареев					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение жилой зоны п. Новобирилюссы	Стадия	Лист
				Схема сети низкого давления М 1:8000	У	2
					Листов	6
					ИСЗС	
И. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матюшенко					

Расход газа по видам потребления, тыс.м³/год



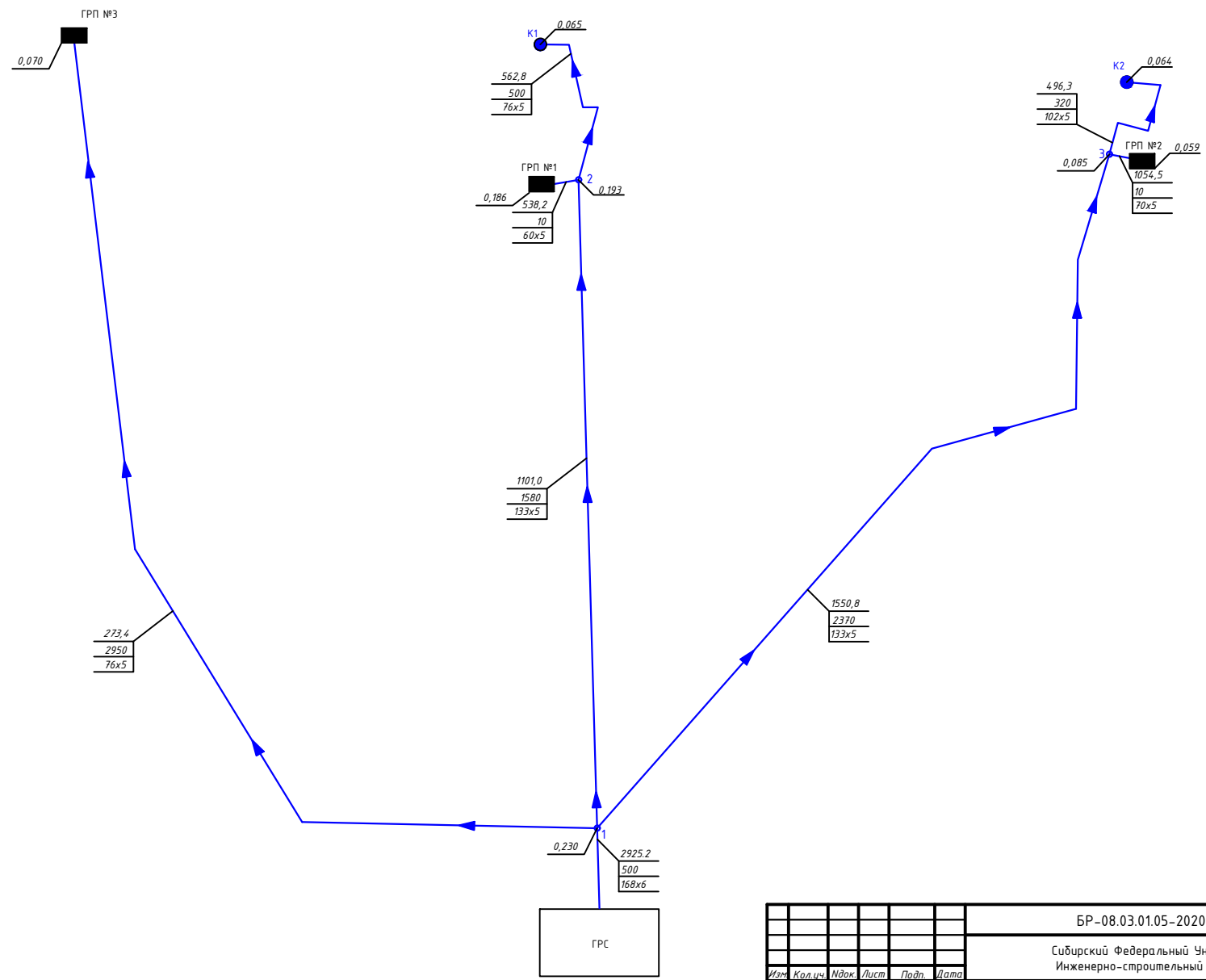
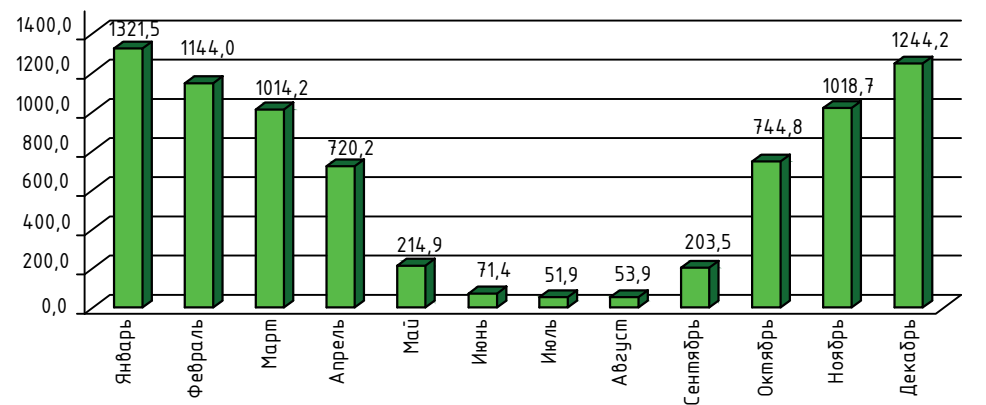
Условные обозначения

- Об население
- КБП население
- Котельная №1
- Котельная №2
- Котельная №3
- Хлебозавод

562,8
 500
 76x5
 Расход газа, м³/ч,
 Длина, м
 Диаметр газопровода мм; толщина стенки трубы, мм

0,065
 Перепад квадрата давления на
 участке, мПа

Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес

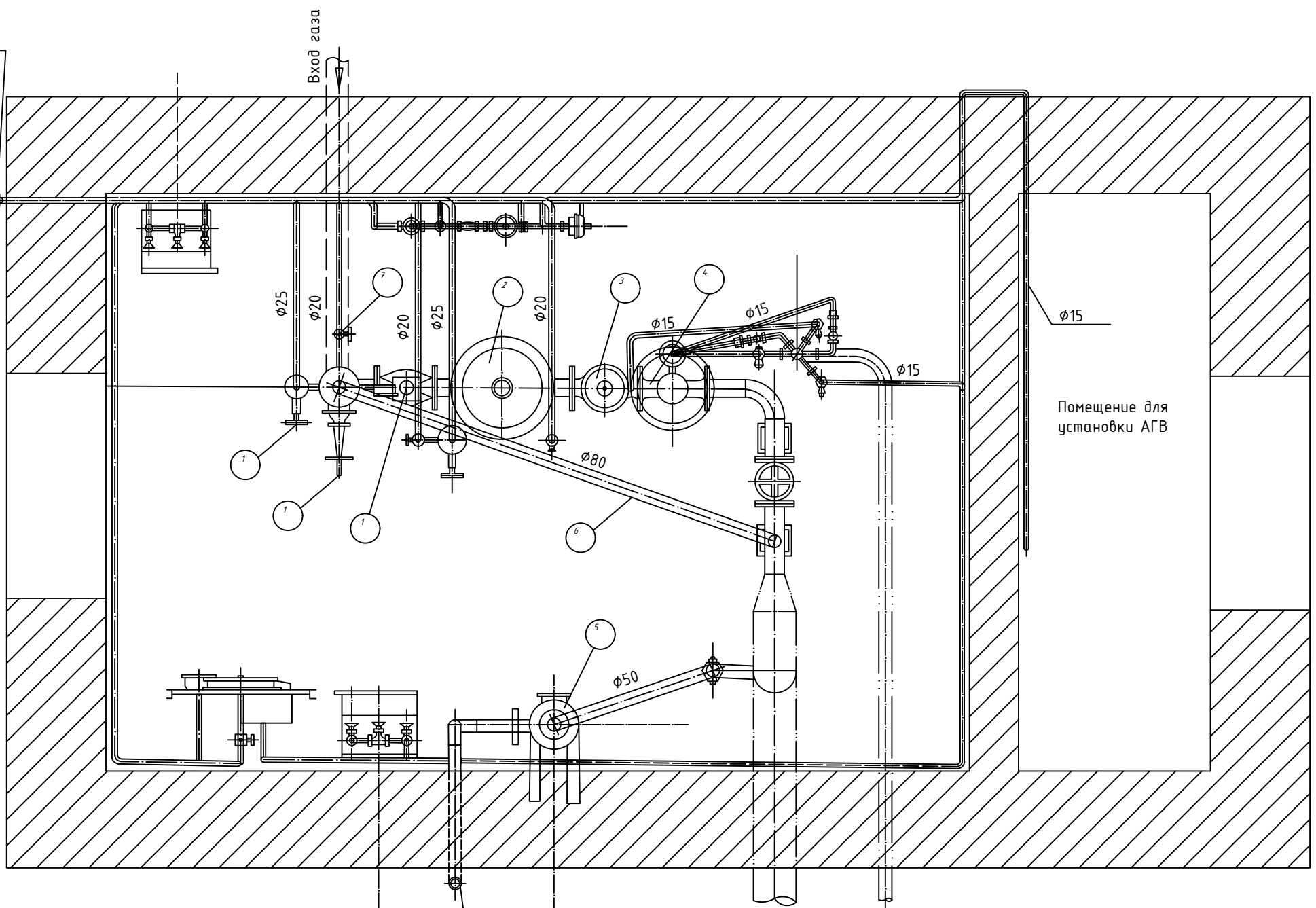


БР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.ч	Взв.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Гареев				
Руковод.	Оленев				
И. контр.	Оленев				
Зав. каф.	Матюшенко				
Газоснабжение жилой зоны п. Новодирилыессы				Стация	Лист
Графики расхода газа; Схема сети среднего давления, М 1:8000				У	3
				Листов	6
				ИСЗС	

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

Сбросной газопровод
 φ25 вывести под покрытием
 через стену выше карниза
 крыши здания на 1м



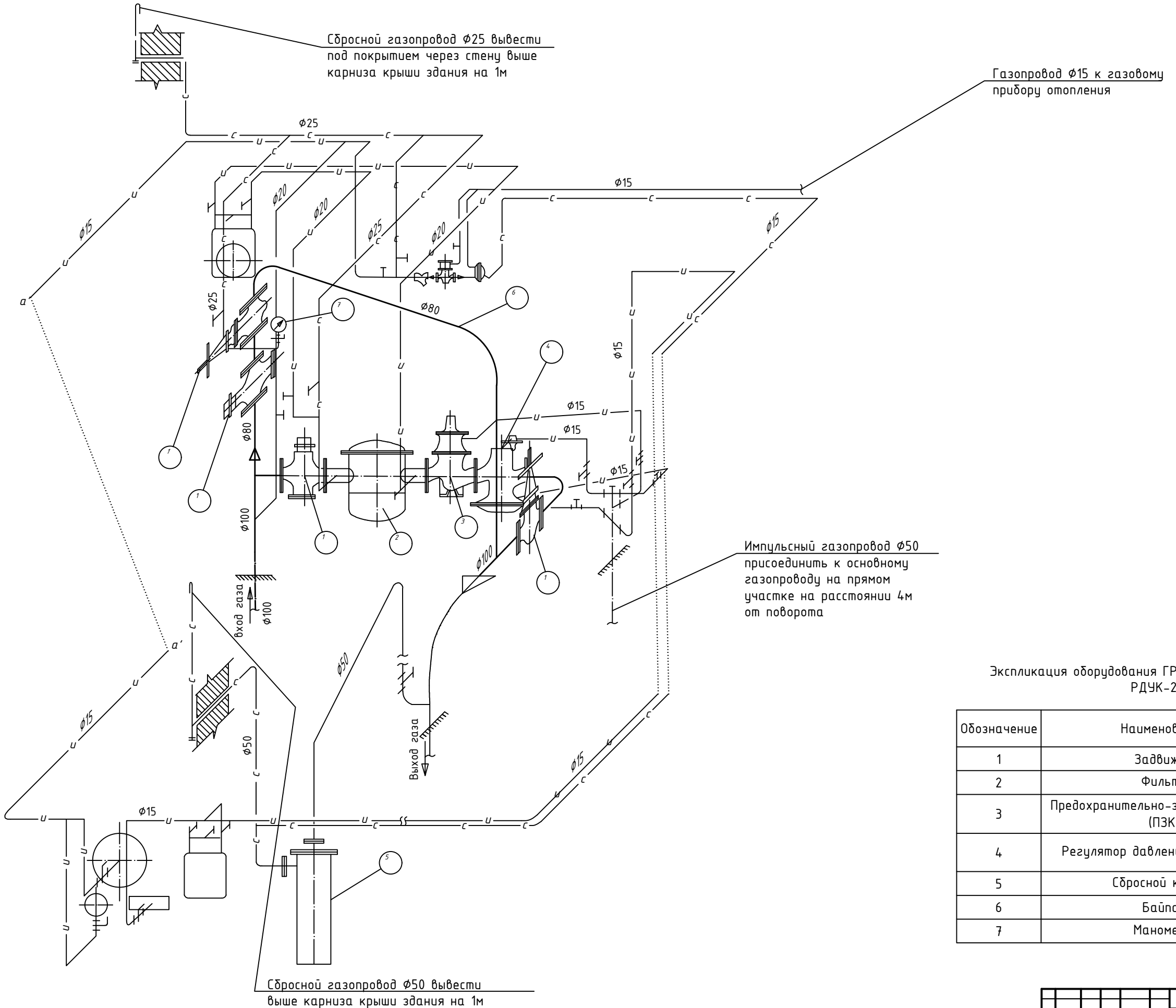
Сбросной газопровод
 φ50 вывести выше
 карниза крыши здания
 на 1 м

Импульсный газопровод φ50

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	

				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Ивок.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Гареев					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение жилой зоны п. Новосибирльмсы	Стадия	Лист
					У	4
				План ГРП с регулятором давления РДУК-2-100	Листов 6	
					ИСЗС	
И. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матюшенко					



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	

				БР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.ч.	Изд.	Лист	Подп.	Дата	
Разраб.	Гареев					
Руковод.	Оленев					
				Газоснабжение жилой зоны п. Новобирюлессы		
				Стадия	Лист	Листов
				У	5	6
				Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-100		
				ИСЗС		
И. контр.	Оленев					
Зав. каф.	Матюшенко					

Формулы, используемые для итерационного перерасчета увязки колец

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

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

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

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

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

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

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

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

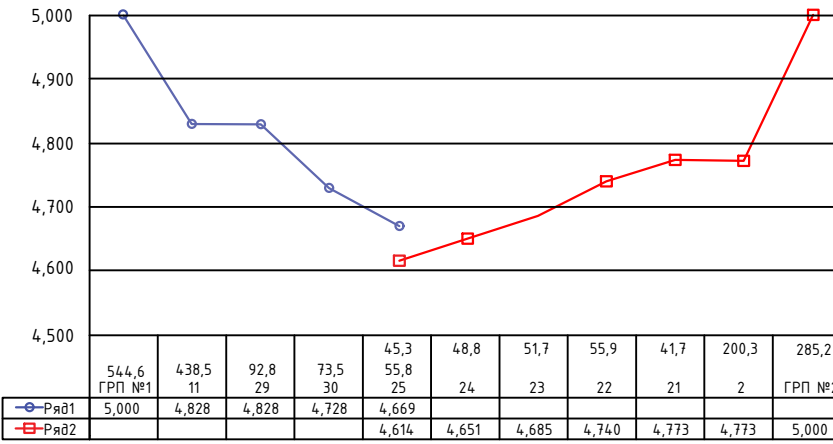
$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 \sum \Delta P} 100\%, \%$$

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

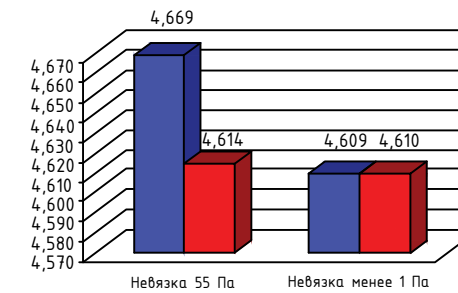
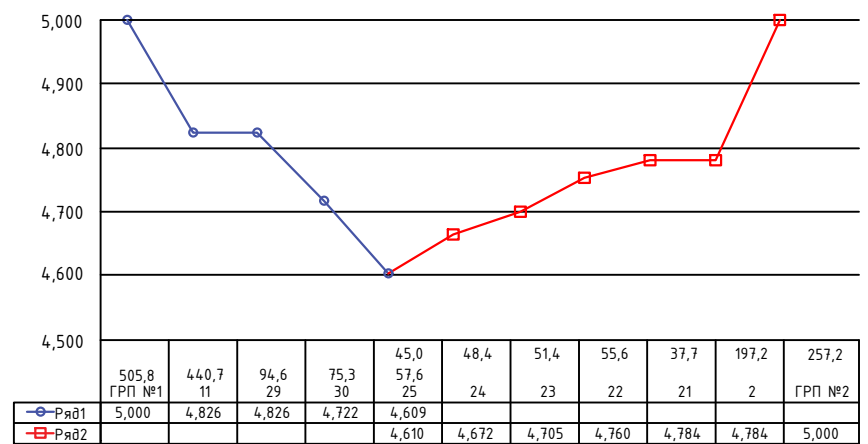
$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_p)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_p)_i}, \text{ м}^3/\text{ч,}$$

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

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 прикл.	Второе прикл.	Третье прикл.	Четвертое прикл.	Пятое прикл.	Шестое прикл.	Седьмое прикл.	Восьмое прикл.	Итого
Кольцо 1										
Ошибка в кольце, %	-66,6	-5,9	-1,9	-1,1	-0,6	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	35,9	3,2	1,0	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	24,9	6,2	1,7	0,8	0,5	0,2	0,1	0,1	0,0	34,5
Кольцо 2										
Ошибка в кольце, %	58,5	0,2	-0,8	-0,4	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-49,4	-0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-47,5	0,2	1,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	-45,2
Кольцо 3										
Ошибка в кольце, %	57,9	-16,8	-4,2	-1,7	-0,8	-0,4	-0,2	-0,1	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-17,6	4,9	1,2	0,5	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-9,7	6,6	2,2	1,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	1,2
Кольцо 4										
Ошибка в кольце, %	-77,4	4,4	-5,1	-3,5	-2,0	-1,1	-0,6	-0,3	-0,2	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	18,7	-1,2	1,3	0,9	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	21,3	0,8	1,9	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,0	26,4
Кольцо 5										
Ошибка в кольце, %	109,2	-20,6	-1,9	-0,9	-0,5	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	-22,1	5,0	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	-25,5	6,7	1,5	0,8	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	-15,7
Кольцо 6										
Ошибка в кольце, %	-126,3	9,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м³/ч	36,4	-2,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м³/ч	42,0	-1,3	0,9	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	42,7

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, МЗ/ч	Номер	Расход газа в начале участка, МЗ/ч
5	ГРП№1	4-5	4,577	63,7	5-42	58,6
	ГРП№2	5-6	4,577	-5,2		
14			$\Delta P = 0$	$\Sigma = 58,6$		
	ГРП№1	13-14	4,623	97,0	14-48	89,3
	ГРП№2	14-15	4,623	-7,8		
			$\Delta P = 0$	$\Sigma = 89,3$		
26	ГРП№1	25-26	4,546	60,0	26-33	65,8
	ГРП№2	26-27	4,546	5,8		
31			$DP = 0$	$\Sigma = 89,3$		
	ГРП№1	3-31	4,674	15,7	точка является нулевой	
	ГРП№2	31-32	4,675	-15,7		
			$DP = 0$	$\Sigma = 0$		
34	ГРП№1	33-34	4,449	20,4	точка является нулевой	
	ГРП№2	34-35	4,449	-20,4		
				$DP = 0$	$S = 0$	

БР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.	Ивок.	Лист	Подп.	Дата
Разраб.	Гарев				
Руковод.	Оленев				
И. контр.	Оленев				
Зав. каф.	Матюшенко				
Газоснабжение жилой зоны п. Новодиринлассы				Стация	Лист
Результаты математического моделирования увязки давлений в узловых точках				У	6
				ИСЗС	

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

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия

«25» июня 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны поселка Новобирилюссы
тема

Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Р.М.Гареев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2020