

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В. Зайцев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Б.Оленев

инициалы, фамилия

Красноярск 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ .....	3
ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 Газоснабжение .....	5
1.1 Общие сведения о газификации города .....	5
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа .....	7
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	8
1.4 Расчет потребления газа котельными города .....	18
1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами .....	18
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения города .....	19
1.7 Принципиальная схема газоснабжения города .....	20
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП .....	20
1.9 Трассировка газовых сетей в городе .....	20
1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого .....	21
давления .....	21
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления .....	60
где $p_{K.УЧ}$ – давление газа в конце участка, кПа; .....	61
$p_K$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное .....	61
конечное давление в конце участка, кПа. ....	61
где $p_H$ – начальное давление газа после головного ГРП, кПа; .....	61
$\Delta PC$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в .....	61
распределительной газовой сети, $кПа^2$ . ....	61
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции .....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	73

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный» содержит 74 страницы текстового документа, 1 приложение, 17 использованных источников, 6 листов графического материала.

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

Объект – г. Заозерный.

Цели работы:

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

Выполнен расчет потребления газа как в целом по городу, 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 городе запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована многокольцевая сеть низкого давления с пятью 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 пяти газорегуляторных пунктов.

Газификация города предполагается природным газом. Материалы, представленные в работе, могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения г. Заозерный.

## **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 г. Заозерный, Красноярский край, численность населения которого составляет 11810 человек. Газифицировать г. Заозерный предполагается природным газом.

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

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

## 1 Газоснабжение

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

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

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

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

### 1.1 Общие сведения о газификации города

Город Заозерный расположен в Красноярском крае. Численность населения данного поселка составляет 11810 человек.

В поселке находятся котельные: центральная котельная, котельная Прохорова

Газифицировать г. Заозерный предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95%, этан – 2,3%; пропан – 0,7%, бутан – 0,25%, пентан – 0,05%, углекислый газ – 0,4%, азот + редкие газы – 1,3%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$  [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -40^{\circ}\text{C}$  [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -40^{\circ}\text{C}$  [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период,  $t_{CP.O} = -7,6^{\circ}\text{C}$  [12];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 254$  дней [12]. Исходные

данные для газификации жилого сектора – таблица 1

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
1	340	-	Отопление и ГВС от ЦК
2	235	-	Отопление и ГВС от ЦК
3	255	-	Отопление и ГВС от ЦК
4	225	-	Отопление и ГВС от ЦК
5	325	-	Отопление и ГВС от ЦК
6	330	-	Отопление и ГВС от ЦК
7	315	-	Отопление и ГВС от ЦК
8	375	-	Отопление и ГВС от ЦК
9	305	-	Отопление и ГВС от ЦК
10	275	-	Отопление и ГВС от ЦК
11	265	-	Отопление и ГВС от ЦК
12	255	-	Отопление и ГВС от ЦК
13	260	-	Отопление и ГВС от ЦК
14	265	-	Отопление и ГВС от ЦК
15	265	-	Отопление и ГВС от ЦК
16	245	-	Отопление и ГВС от ЦК
17	265	-	Отопление и ГВС от ЦК
18	255	-	Отопление и ГВС от ЦК
19	255	-	Отопление и ГВС от ЦК
20	265	-	Отопление и ГВС от ЦК
21	235	-	Отопление и ГВС от ЦК
22	230	-	Отопление и ГВС от ЦК
23	240	-	Отопление и ГВС от ЦК
24	225	-	Отопление и ГВС от ЦК
25	255	6681	
26	265	6943	
27	255	6681	
28	265	6943	
29	270	7074	
30	255	6681	
31	260	6812	
32	275	7205	
33	265	6943	
34	260	6812	
35	245	6419	
36	255	6681	
37	245	6419	
38	235	6157	
39	240	6288	
40	245	6419	
41	245	6419	
42	245	6419	
43	240	6288	
44	245	6419	
45	240	6288	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Центральная котельная		26	86800
2	Котельная Прохорова		15,8	55400

## 1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Для расчета потребления газа необходимо знать низшую теплоту сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, а для проведения гидравлических расчетов плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, и его кинематическую вязкость, м<sup>2</sup>/с.

Низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>, 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, %;

$Q_{H_i}$  - низшая теплота сгорания  $i$ -го компонента газа, кДж/м<sup>3</sup> [16].

Плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

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

где  $\delta_i$  - содержание  $i$ -го компонента в газе, % по объему;

$\rho_i$  - плотность сгорания  $i$ -го компонента газа, кг/м<sup>3</sup> [16].

Кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с, определяется по формуле

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

где  $\mu_\Gamma$  - динамическая вязкость газа, Па·с;

$\rho_\Gamma$  - плотность газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, 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  $\delta_i$  - содержание  $i$ -го компонента в газе, % по объему;

$\mu_i$  – динамическая вязкость  $i$ -го компонента в газа при н.у, Па·с

Газифицировать город Заозерный предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95%, этан – 2,3%; пропан – 0,7%, бутан – 0,25%, пентан – 0,05%, углекислый газ – 0,4%, азот + редкие газы – 1,3%.

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

$$Q_H^p = \frac{95 \cdot 35840 + 2,3 \cdot 63730 + 0,7 \cdot 93370 + 0,25 \cdot 123770 + 0,05 \cdot 1466340}{100} \\ = 36550 \frac{\text{кДж}^3}{\text{м}}$$

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

$$\rho_\Gamma = \frac{95 \cdot 0,7168 + 2,3 \cdot 1,3566 + 0,7 \cdot 2,019 + 0,25 \cdot 2,703 + 0,05 \cdot 3,221}{100} \\ + \frac{1,3 \cdot 1,2505 + 0,4 \cdot 1,9768}{100} = 0,759 \frac{\text{кг}^3}{\text{м}}$$

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

$$\mu_\Gamma = \frac{95 \cdot 101 \cdot 10^7 + 2,3 \cdot 86 \cdot 10^7 + 0,7 \cdot 75 \cdot 10^7 + 0,25 \cdot 68 \cdot 10^7}{100} \\ + \frac{0,05 \cdot 2830 \cdot 10^7 + 1,3 \cdot 165 \cdot 10^7 + 0,4 \cdot 137 \cdot 10^7}{100} \\ = 0,0000103 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет  $\nu_\Gamma = 0,0000103/0,759=0,0000135 \text{ м}^2/\text{с}$ .

### 1.3 Расчет потребления природного газа населением

Число потребителей газа по микрорайонам выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждения городского хозяйства, 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 м<sup>3</sup>/год, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

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

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

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

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

$Q_H$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Годовой расход газа, млн. м<sup>3</sup>/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{\text{о.в.}} = \left[ 24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}} \right] \cdot \frac{q_0 \cdot F \cdot n_0}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

где  $t_{\text{вн}}$ ,  $t_{\text{р.о.}}$ ,  $t_{\text{р.в.}}$ ,  $t_{\text{ср.о}}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, принимается по СП131.13330.2012 «Строительная климатология», °С;

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

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

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

$q_0$  - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий  $F$  - площадь рассматриваемых зданий, м<sup>2</sup>;

$n_0$  - продолжительность отопительного периода (со среднесуточной

температурой воздуха 8 °С и менее), принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», сут;

$\eta_0$  - КПД отопительных установок в долях единиц, при отсутствии данных для местных котельных принимается 0,8÷0,85, для районных котельных с учетом потерь в тепловых сетях – 0,8;

$Q_H^P$ - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16]

Часовой расход газа, м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/ч, на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий рассчитывается по формуле

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

где  $Q_{\text{О.В}}$  - годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, млн м<sup>3</sup>/год;

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

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

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

где  $n_0$ ,  $t_{\text{ВН}}$ ,  $t_{\text{СР.О}}$ ,  $t_{\text{Р.О}}$ ,  $t_{\text{Р.В}}$ ,  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $Z$  - то же, что и в формуле (6).

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

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
			МДж	м <sup>3</sup>	
1	340	Приготовление пищи	4100	112,2	38,140
2	235	Приготовление пищи	4100	112,2	26,361
3	255	Приготовление пищи	4100	112,2	28,605
4	225	Приготовление пищи	4100	112,2	25,239
5	325	Приготовление пищи	4100	112,2	36,457
6	330	Приготовление пищи	4100	112,2	37,018
7	315	Приготовление пищи	4100	112,2	35,335
8	375	Приготовление пищи	4100	112,2	42,066
9	305	Приготовление пищи	4100	112,2	34,213
10	275	Приготовление пищи	4100	112,2	30,848
11	265	Приготовление пищи	4100	112,2	29,726
12	255	Приготовление пищи	4100	112,2	28,605
13	260	Приготовление пищи	4100	112,2	29,166
14	265	Приготовление пищи	4100	112,2	29,726
15	265	Приготовление пищи	4100	112,2	29,726
16	245	Приготовление пищи	4100	112,2	27,483
17	265	Приготовление пищи	4100	112,2	29,726
18	255	Приготовление пищи	4100	112,2	28,605
19	255	Приготовление пищи	4100	112,2	28,605
20	265	Приготовление пищи	4100	112,2	29,726
21	235	Приготовление пищи	4100	112,2	26,361
22	230	Приготовление пищи	4100	112,2	25,800
23	240	Приготовление пищи	4100	112,2	26,922
24	225	Приготовление пищи	4100	112,2	25,239
25	255	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	69,767
26	265	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	72,503
27	255	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	69,767
28	265	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	72,503
29	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	73,871
30	255	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	69,767
31	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	71,135
32	275	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	75,239
33	265	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	72,503
34	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	71,135

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
			МДж	м <sup>3</sup>	
35	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
36	255	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	69,767
37	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
38	235	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	64,295
39	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	65,663
40	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
41	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
42	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
43	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	65,663
44	245	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	67,031
45	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	273,6	65,663
Всего	11810				2181,125

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в г. Заозерный составляет 2181,125 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Расчет проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 3. Число часов использования максимума, ч/год [16].

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	38,140	1800	21,2
2	26,361	1800	14,6
3	28,605	1800	15,9
4	25,239	1800	14,0
5	36,457	1800	20,3
6	37,018	1800	20,6
7	35,335	1800	19,6
8	42,066	1800	23,4
9	34,213	1800	19,0
10	30,848	1800	17,1

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
11	29,726	1800	16,5
12	28,605	1800	15,9
13	29,166	1800	16,2
14	29,726	1800	16,5
15	29,726	1800	16,5
16	27,483	1800	15,3
17	29,726	1800	16,5
18	28,605	1800	15,9
19	28,605	1800	15,9
20	29,726	1800	16,5
21	26,361	1800	14,6
22	25,800	1800	14,3
23	26,922	1800	15,0
24	25,239	1800	14,0
25	69,767	1800	38,8
26	72,503	1800	40,3
27	69,767	1800	38,8
28	72,503	1800	40,3
29	73,871	1800	41,0
30	69,767	1800	38,8
31	71,135	1800	39,5
32	75,239	1800	41,8
33	72,503	1800	40,3
34	71,135	1800	39,5
35	67,031	1800	37,2
36	69,767	1800	38,8
37	67,031	1800	37,2
38	64,295	1800	35,7
39	65,663	1800	36,5
40	67,031	1800	37,2
41	67,031	1800	37,2
42	67,031	1800	37,2
43	65,663	1800	36,5
44	67,031	1800	37,2
45	65,663	1800	36,5
Всего	2181,125		1211,6

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

– раздел 1.1

– укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий,  $g = 649$  кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16].

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

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
25	6681	601,480
26	6943	625,067
27	6681	601,480
28	6943	625,067
29	7074	636,861
30	6681	601,480
31	6812	613,273
32	7205	648,655
33	6943	625,067
34	6812	613,273
35	6419	577,892
36	6681	601,480
37	6419	577,892
38	6157	554,305
39	6288	566,098
40	6419	577,892
41	6419	577,892
42	6419	577,892
43	6288	566,098
44	6419	577,892
45	6288	566,098
Всего		12513,134

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в г. Заозерный составляет 12513,134 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

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

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

$$m_{\text{ов}} = 255 \cdot (24 \cdot (1 + 0,25)) \cdot \frac{22 - (-7,6)}{22 - (-40)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot \frac{22 - (-7,6)}{22 - (-40)} \\ = 3929 \text{ ч/год}$$

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
25	601,480	3929	153,1
26	625,067	3929	159,1
27	601,480	3929	153,1
28	625,067	3929	159,1
29	636,861	3929	162,1
30	601,480	3929	153,1
31	613,273	3929	156,1
32	648,655	3929	165,1
33	625,067	3929	159,1
34	613,273	3929	156,1
35	577,892	3929	147,1
36	601,480	3929	153,1
37	577,892	3929	147,1
38	554,305	3929	141,1
39	566,098	3929	144,1
40	577,892	3929	147,1
41	577,892	3929	147,1
42	577,892	3929	147,1
43	566,098	3929	144,1
44	577,892	3929	147,1
45	566,098	3929	144,1
Всего			3185,1

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в г. Заозерный по результатам расчета из таблицы 6 равен 3185,1 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне г. Заозерный.

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

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	38,140	-	38,140
2	26,361	-	26,361
3	28,605	-	28,605
4	25,239	-	25,239
5	36,457	-	36,457
6	37,018	-	37,018
7	35,335	-	35,335
8	42,066	-	42,066
9	34,213	-	34,213
10	30,848	-	30,848
11	29,726	-	29,726

Окончание таблицы 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
12	28,605	-	28,605
13	29,166	-	29,166
14	29,726	-	29,726
15	29,726	-	29,726
16	27,483	-	27,483
17	29,726	-	29,726
18	28,605	-	28,605
19	28,605	-	28,605
20	29,726	-	29,726
21	26,361	-	26,361
22	25,800	-	25,800
23	26,922	-	26,922
24	25,239	-	25,239
25	69,767	601,480	671,247
26	72,503	625,067	697,570
27	69,767	601,480	671,247
28	72,503	625,067	697,570
29	73,871	636,861	710,732
30	69,767	601,480	671,247
31	71,135	613,273	684,408
32	75,239	648,655	723,894
33	72,503	625,067	697,570
34	71,135	613,273	684,408
35	67,031	577,892	644,923
36	69,767	601,480	671,247
37	67,031	577,892	644,923
38	64,295	554,305	618,600
39	65,663	566,098	631,761
40	67,031	577,892	644,923
41	67,031	577,892	644,923
42	67,031	577,892	644,923
43	65,663	566,098	631,761
44	67,031	577,892	644,923
45	65,663	566,098	631,761
Всего	2181,125	12513,134	14694,259

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в г. Заозерный составляет 14694,259 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне г. Заозерный.

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



Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	21,2	-	21,2
2	14,6	-	14,6
3	15,9	-	15,9
4	14,0	-	14,0
5	20,3	-	20,3
6	20,6	-	20,6
7	19,6	-	19,6
8	23,4	-	23,4
9	19,0	-	19,0
10	17,1	-	17,1
11	16,5	-	16,5
12	15,9	-	15,9
13	16,2	-	16,2
14	16,5	-	16,5
15	16,5	-	16,5
16	15,3	-	15,3
17	16,5	-	16,5
18	15,9	-	15,9
19	15,9	-	15,9
20	16,5	-	16,5
21	14,6	-	14,6
22	14,3	-	14,3
23	15,0	-	15,0
24	14,0	-	14,0
25	38,8	153,1	191,9
26	40,3	159,1	199,4
27	38,8	153,1	191,9
28	40,3	159,1	199,4
29	41,0	162,1	203,1
30	38,8	153,1	191,9
31	39,5	156,1	195,6
32	41,8	165,1	206,9
33	40,3	159,1	199,4
34	39,5	156,1	195,6
35	37,2	147,1	184,3
36	38,8	153,1	191,9
37	37,2	147,1	184,3
38	35,7	141,1	176,8
39	36,5	144,1	180,6
40	37,2	147,1	184,3
41	37,2	147,1	184,3
42	37,2	147,1	184,3
43	36,5	144,1	180,6
44	37,2	147,1	184,3
45	36,5	144,1	180,6
Всего	1211,6	3185,1	4396,7

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в г. Заозерный составляет 4396,7 м<sup>3</sup>/ч.

#### 1.4 Расчет потребления газа котельными города

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

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

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

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

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

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

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

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания  $Q_H^P=36550$  кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	тыс.м <sup>3</sup> /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная Центральная	26	86800	85	3504,0	11698,128
Котельная Прохорова	15,8	55400	85	2129,4	7466,317
Всего				5633,4	19164,445

Для газоснабжения котельных города Заозерный требуется 19164,445 тыс.м<sup>3</sup>/год газа.

#### 1.5 Расчет потребления газа коммунальными объектами

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. м<sup>3</sup>/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/м<sup>3</sup>.

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

$$n^X = \frac{0,7}{1000} \cdot 365 \cdot 23500 = 6004,3 \text{ ед.}$$

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

$$Q_{\text{год}}^X = \frac{6004,3 \cdot 2500}{36550} = 410,687 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$$

Часовой расход газа, м<sup>3</sup>/ч, для коммунально-бытовых предприятий рассчитывается по формуле (7) и составляет

$$Q_{\text{ч}}^X = \frac{410,687 \cdot 1000}{6000} = 68,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

## 1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения города

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

Таблица 10 – Расход газа по видам потребления в г. Заозерный

Наименование абонента	Часовой расход газа, м3/ч	Расход газа тыс.м <sup>3</sup> /год
КБП население	1211,6	2181,125
ОВ население	3185,1	12513,134
Население	4396,7	14694,259
Центральная котельная	3504,0	11698,128
Котельная Прохорова	2129,4	7466,317
Всего	10030,1	33858,704

### 1.7 Принципиальная схема газоснабжения города

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

Система состоит из комбинированной сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая размещается на северо-западе города и двух сетей низкого давления.

Первая сеть комбинированная. Она располагается в северной части города, к северу от железной дороги. Состоит из 5 кольцевых и тупиковой частей

Вторая сеть – тупиковая. Располагается в южной части города, к югу от железной дороги.

### 1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

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

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

### 1.9 Трассировка газовых сетей в городе

На территории города Заозерный газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются подземно.

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

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не

должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

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

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

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

При газификации города Заозерный 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

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

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

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

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

$$w = V/F, \text{ м/м}, \quad (15)$$

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

$V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$F$  - площадь поперечного сечения участка газопровода, м<sup>2</sup>.

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;  $\nu$

- кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с.

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

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

$$p_H - p_K = 626.1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \cdot \rho l, \text{ Па}, \quad (17)$$

где  $p_H$  - давление в начале газопровода, Па;

$p_K$  - давление в конце газопровода, Па;

$\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;

$\rho$  - плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $l$

- длина газопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  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 м<sup>3</sup>/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (16), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

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

где  $V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;  $\nu'$

- кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/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.

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  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)

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

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

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

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

Основной целью гидравлического расчета закольцованной части газовой сети является определение давления газа в узловых точках, которое должно быть больше разности начального давления газа после ГРП и допустимых



потерь давления характерных для газовой сети. Для того чтобы определить давление газа в узловых точках необходимо провести увязку колец газовой сети. Для кольцевых газовых сетей приемлемо при увязке колец использовать уравнение, аналогичное второму закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре равна нулю при условии, если в этом контуре нет нагнетателей, т.е.  $\sum \Delta P_{\text{ПОКОЛЬЦУ}} = 0$ .

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

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

где  $\Delta$  - 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

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

где  $\Delta P$  - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

$Q_P$  - расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч;

$\lambda$  - 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;

$\rho$  - плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $l$

- 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  $\Delta P$  - потери давления на участке, Па;  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

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

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

где  $\Delta Q_{K_i}$  - поправочный круговой расход первого по ходу расчета кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_1}^1$  - первый поправочный круговой расход первого кольца, м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/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

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum ((\Delta P/Q_P)_n Q_{K_n})}{\sum (\Delta P/Q)_1} + \frac{\sum ((\Delta P/Q_P)_n Q_{K_n})}{\sum (\Delta P/Q)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

где  $\Delta Q_{K_i}$  - поправочные круговые расходы последующих по ходу расчета колец, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_1}^1$  - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$(\Delta P/Q_P)_n$  - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего

кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

$\Delta Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_n}^1$  - первый поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч, используется в расчетах, если не определен поправочный круговой расход в данном кольце;

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

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

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

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

$Q_P$  - расчетный расход газа на участке кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца, м<sup>3</sup>/ч.

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

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

где  $Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{K_i}$  - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в соседнем кольце, м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/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 равномерно присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Кроме этого, согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют транзитной. Тем самым расход газа, проходящий по участку, включает в себя как путевую, так и транзитную нагрузку, такой расход принято называть расчетным.

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

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 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

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

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

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

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

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

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

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}$
	номер	расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$			
Контур №1	33	199,4	406,3	2770	0,1446
	32	206,9			
Контур №2	6	20,6	40,2	2990	0,0134
	7	19,6			
Контур №3	3	15,9	229,3	3450	0,0665
	4	14,0			
	26	199,4			
Контур №4	9	19,0	52,0	3670	0,0142
	14	16,5			
	15	16,5			
Контур №5	8	23,4	23,4	2330	0,0100
Сектор №1	1	21,2	21,2	1330	0,0159
Сектор №2	2	14,6	14,6	1070	0,0136
Сектор №3	5	20,3	20,3	1100	0,0185
Сектор №4	10	17,1	17,1	1750	0,0198
Сектор №5	11	16,5	16,5	630	0,0262
Сектор №6	12	15,9	15,9	1610	0,0066
Сектор №7	13	16,2	16,2	1080	0,0150
Сектор №8	16	15,3	15,3	1650	0,0093
Сектор №9	17	16,5	16,5	1530	0,0108
Сектор №10	35	184,3	184,3	910	0,2025
Сектор №11	34	195,6	195,6	1910	0,1024
Сектор №12	45	180,6	180,6	1260	0,1433
Сектор №13	31	195,6	195,6	880	0,2223
Сектор №14	29	203,1	203,1	2000	0,1016

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч · м
	номер	расход газа, м <sup>3</sup> /ч			
Сектор №15	30	191,9	191,9	1000	0,1919
Сектор №16	27	191,9	391,3	1820	0,2150
	28	199,4			
Сектор №17	25	191,9	191,9	1630	0,1178
Сектор №18	44	184,3	184,3	1300	0,1418

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч · м
	номер	расход газа, м <sup>3</sup> /ч			
Сектор №1	18	15,9	15,9	1070	0,0149
Сектор №2	19	15,9	32,4	2070	0,0157
	20	16,5			
Сектор №3	21	14,6	14,6	570	0,0256
Сектор №4	22	15,0	15,0	1030	0,0139
Сектор №5	23	14,0	14,0	1140	0,0132
Сектор №6	24	14,0	14,0	1170	0,0120
Сектор №7	41	184,3	368,6	2720	0,1355
	42	184,3			
Сектор №8	39	180,6	180,6	1290	0,1400
Сектор №9	40	184,3	184,3	1010	0,1825
Сектор №10	38	176,8	176,8	770	0,2396
Сектор №11	37	184,3	184,3	900	0,2048
Сектор №12	36	191,9	191,9	780	0,2460
Сектор №13	43	180,6	180,6	1240	0,1457

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

Таблица 12 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч · м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	130	Контур №1, Сектор №10	0,1467+0,2025=0,3492	45,4
2-3	190	Контур №1, Сектор №11	0,1467+0,1024=0,2491	47,3
3-4	370	Контур №1	0,1467	54,3
4-5	200	Контур №1, Сектор №13	0,1467+0,2223=0,3690	73,8
5-6	180	Контур №1, Сектор №13	0,1467+0,2223=0,3690	66,4
6-7	190	Контур №1, Сектор №14	0,1467+0,1016=0,2482	47,2
7-8	180	Контур №1, Сектор №14	0,1467+0,1016=0,2482	44,7
8-9	180	Контур №1, Контур №4	0,1467+0,0142=0,1608	29,0
9-10	220	Контур №1, Контур №4	0,1467+0,0142=0,1608	35,4
10-11	230	Контур №1, Контур №4	0,1467+0,0142=0,1608	37,0
11-12	170	Контур №1, Контур №4	0,1467+0,0142=0,1608	27,3
12-13	230	Контур №1, Сектор №10	0,1467+0,2025=0,3492	80,3
13-14	160	Контур №1, Сектор №10	0,1467+0,2025=0,3492	55,9
1-14	140	Контур №1, Сектор №10	0,1467+0,2025=0,3492	48,9
15-16	190	Контур №2, Сектор №5	0,0134+0,0262=0,0396	7,5
16-17	160	Контур №2, Сектор №6	0,0134+0,0099=0,0233	3,7
17-18	190	Контур №2, Сектор №6	0,0134+0,0099=0,0233	4,4
18-19	120	Контур №2, Контур №5	0,0134+0,0100=0,0235	2,8
19-20	280	Контур №2, Контур №5	0,0134+0,0100=0,0235	6,6
20-21	250	Контур №2, Контур №5	0,0134+0,0100=0,0235	5,9
21-22	260	Контур №2, Контур №5	0,0134+0,0100=0,0235	6,1
22-23	250	Контур №2, Контур №3	0,0134+0,0665=0,0799	20,0
23-24	250	Контур №2, Контур №3	0,0134+0,0655=0,0799	20,0
24-25	200	Контур №2, Сектор №3	0,0134+0,0185=0,0319	6,4
25-26	280	Контур №2, Сектор №3	0,0134+0,0185=0,0319	8,9
26-27	250	Контур №2, Сектор №3	0,0134+0,0185=0,0319	8,0
15-27	310	Контур №2, Сектор №5	0,0134+0,0262=0,0396	12,3
28-29	100	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	28,1
29-30	90	Контур №3, Сектор №17	0,0665+0,1177=0,1842	16,6
30-31	120	Контур №3, Сектор №17	0,0665+0,1177=0,1842	22,1
31-32	170	Контур №3, Сектор №1	0,0665+0,0159=0,0824	14,0
32-33	200	Контур №3, Сектор №1	0,0665+0,0159=0,0824	16,5
33-34	200	Контур №3, Сектор №2	0,0665+0,0136=0,0801	16,0
34-35	190	Контур №3, Сектор №2	0,0665+0,0136=0,0801	15,2
35-36	140	Контур №3, Сектор №2	0,0665+0,0136=0,0801	11,2
24-36	150	Контур №3, Сектор №2	0,0665+0,0136=0,0801	12,0
22-37	160	Контур №3, Контур №5	0,0665+0,0100=0,0765	12,2
37-38	170	Контур №3, Контур №5	0,0665+0,0100=0,0765	13,0
38-39	130	Контур №3, Сектор №14	0,0665+0,1016=0,1680	21,8
39-40	220	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	61,9
40-41	200	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	56,3
41-42	210	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	59,1
42-43	240	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	67,6



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

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч · м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
28-43	260	Контур №3, Сектор №16	0,0665+0,2150=0,2815	73,2
8-44	170	Контур №4, Сектор №14	0,0142+0,1016=0,1157	19,7
44-45	200	Контур №4, Сектор №14	0,0142+0,1016=0,1157	23,1
45-46	210	Контур №4, Сектор №14	0,0142+0,1016=0,1157	24,3
46-47	210	Контур №4, Контур №5	0,0142+0,0100=0,0242	5,1
47-48	110	Контур №4, Контур №5	0,0142+0,0100=0,0242	2,7
48-49	170	Контур №4, Контур №5	0,0142+0,0100=0,0242	4,1
49-50	170	Контур №4, Контур №5	0,0142+0,0100=0,0242	4,1
50-51	210	Контур №4, Сектор №6	0,0142+0,0099=0,0240	5,0
51-52	160	Контур №4, Сектор №6	0,0142+0,0099=0,0240	3,8
52-53	140	Контур №4, Сектор №8	0,0142+0,0093=0,0234	3,3
53-54	190	Контур №4, Сектор №8	0,0142+0,0093=0,0234	4,5
54-55	240	Контур №4, Сектор №9	0,0142+0,0108=0,0250	6,0
55-56	230	Контур №4, Сектор №9	0,0142+0,0108=0,0250	5,7
56-57	230	Контур №4, Сектор №9	0,0142+0,0108=0,0250	5,7
12-57	230	Контур №4, Сектор №9	0,0142+0,0108=0,0250	5,7
38-46	160	Контур №5, Сектор №14	0,0100+0,1016=0,1116	17,9
18-59	140	Контур №5, Сектор №6	0,0100+0,0099=0,0199	2,8
50-59	130	Контур №5, Сектор №6	0,0100+0,0099=0,0199	2,6
33-89	180	Сектор №1, Сектор №2	0,0159+0,0136=0,0296	5,3
89-90	250	Сектор №1	0,0159	4,0
31-87	280	Сектор №1, Сектор №17	0,0159+0,1177=0,1337	37,4
87-88	250	Сектор №1	0,0159	4,0
24-91	210	Сектор №2, Сектор №3	0,0136+0,0185=0,0321	6,7
27-68	160	Сектор №3, Сектор №4	0,0185+0,0098=0,0282	4,5
68-69	500	Сектор №4	0,0098	4,9
27-70	130	Сектор №4, Сектор №5	0,0098+0,0262=0,0360	4,7
70-71	250	Сектор №4	0,0098	2,4
71-72	710	Сектор №4	0,0098	6,9
52-74	130	Сектор №6, Сектор №8	0,0099+0,0093=0,0098	2,5
73-74	490	Сектор №6, Сектор №7	0,0099+0,0150=0,0360	12,2
74-75	590	Сектор №7, Сектор №8	0,0150+0,0093=0,0243	14,3
54-76	600	Сектор №8, Сектор №9	0,0093+0,0108=0,0201	12,0
2-77	250	Сектор №10, Сектор №11	0,2025+0,1024=0,3049	76,2
77-78	620	Сектор №11	0,1024	63,5
3-79	670	Сектор №11	0,1024	68,6
79-80	180	Сектор №11	0,1024	18,4
81-82	680	Сектор №12	0,1433	97,5
81-83	580	Сектор №12	0,1433	83,1
6-84	130	Сектор №13, Сектор №14	0,2223+0,1016=0,3238	42,1
84-85	370	Сектор №13, Сектор №15	0,2223+0,1919=0,4142	153,2
84-86	630	Сектор №14, Сектор №15	0,1016+0,1919=0,2935	184,9
64-65	90	Сектор №16	0,2150	19,4
65-66	190	Сектор №16, Сектор №17	0,2150+0,1177=0,3327	63,2
29-66	310	Сектор №16, Сектор №17	0,2150+0,1177=0,3327	103,1
65-67	640	Сектор №17	0,1177	75,3

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

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч · м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
60-61	590	Сектор №18	0,1418	83,6
61-62	140	Сектор №18	0,1418	19,8
62-63	570	Сектор №18	0,1418	80,8

Таблица 12.1 - Расчет путевого расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч · м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
4-5	250	Сектор №1	0,0149	3,715
3-4	350	Сектор №1	0,0149	5,201
3-6	470	Сектор №1, Сектор №2	0,0149+0,0156=0,0305	14,341
6-7	610	Сектор №2	0,0157	9,548
2-3	220	Сектор №2	0,0157	3,444
2-8	370	Сектор №2, Сектор №3	0,0157+0,0256=0,0413	15,269
8-9	400	Сектор №2	0,0157	6,261
35-36	200	Сектор №3	0,0256	5,123
1-2	210	Сектор №4	0,0139	2,916
1-10	200	Сектор №4	0,0139	2,777
10-12	320	Сектор №4, Сектор №5	0,0139+0,0132=0,0270	8,653
12-13	150	Сектор №4, Сектор №10	0,0139+0,2296=0,2435	36,524
13-35	150	Сектор №4	0,0139	2,083
10-11	440	Сектор №5	0,0132	5,790
12-14	190	Сектор №5, Сектор №6	0,0132+0,0120=0,0251	4,774
14-15	190	Сектор №5, Сектор №12	0,0132+0,2460=0,2592	49,245
12-16	460	Сектор №6, Сектор №10	0,0120+0,2296=0,2416	111,125
22-23	280	Сектор №6, Сектор №11	0,0120+0,2048=0,2167	60,688
14-23	240	Сектор №6, Сектор №12	0,0120+0,2460=0,2580	61,918
17-18	80	Сектор №7	0,1355	10,841
18-28	330	Сектор №7, Сектор №9	0,1355+0,1825=0,3180	104,937
28-29	1050	Сектор №7	0,1355	142,290
17-30	760	Сектор №7	0,1355	102,991
30-31	110	Сектор №7, Сектор №13	0,1355+0,1457=0,2812	30,928
31-32	390	Сектор №7	0,1355	52,851
21-25	160	Сектор №8, Сектор №10	0,1400+0,2296=0,3696	59,138
20-21	130	Сектор №8, Сектор №11	0,1400+0,2049=0,3448	44,821
19-20	100	Сектор №8	0,1400	14,000
18-19	240	Сектор №8, Сектор №9	0,1400+0,1825=0,3225	77,394
18-26	660	Сектор №8	0,1400	92,400
19-27	440	Сектор №9	0,1825	80,289
23-24	350	Сектор №11, Сектор №12	0,2048+0,2460=0,4508	157,781
21-22	140	Сектор №11	0,2048	28,669
30-33	600	Сектор №13	0,1457	87,387
31-34	530	Сектор №13	0,1457	77,192

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

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	$k_{п}$	$k_{д}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	45,4	2-3, 2-77	0,55		839,3
2-3	47,3	3-4, 3-79	0,55		652,2
3-4	54,3	4-5	0,55		330,3
4-5	73,8	5-6	0,55		256,5
5-6	66,4	6-84	0,55	0,5	190,1
6-7	47,2	6-84	0,55	0,5	190,1
7-8	44,7	6-7	0,55		237,3
8-9	29,0	7-8, 8-44	0,55		301,3
9-10	35,4	8-9	0,55		330,3
10-11	37,0	9-10	0,55		365,7
11-12	27,3	10-11	0,55		402,7
12-13	80,3	11-12, 12-57	0,55		435,7
13-14	55,9	12-13	0,55		516,1
1-14	48,9	13-14	0,55		571,9
15-16	7,5	16-17	0,55		258,7
16-17	3,7	17-18	0,55		255,0
17-18	4,4	18-19, 18-59	0,55		250,5
18-19	2,8	19-20	0,55		156,3
19-20	6,6	20-21	0,55		149,7
20-21	5,9	21-22	0,55		143,9
21-22	6,1	22-23, 22-37	0,55		137,8
22-23	20,0	нет	0,55		0
23-24	20,0	нет	0,55		0
24-25	6,4	23-24, 24-36, 24-91	0,55		89,8
25-26	8,9	24-25	0,55		96,1
26-27	8,0	25-26	0,55		105,1
15-27	12,3	26-27,27-68,27-70	0,55		136,5
28-29	28,1	29-30,29-66	0,55		556,7
29-30	16,6	30-31	0,55		94,7
30-31	22,1	31-32,31-87	0,55		72,6
31-32	14,0	32-33	0,55		17,2
32-33	16,5	33-89	0,55	0,08	0,7
33-34	16,0	33-89	0,55	0,92	8,6
34-35	15,2	33-34	0,55		24,6
35-36	11,2	34-35	0,55		39,8
24-36	12,0	35-36	0,55		51,0
22-37	12,2	37-38	0,55		105,5
37-38	13,0	38-46,38-39	0,55		92,5
38-39	21,8	нет	0,55		0
39-40	61,9	нет	0,55		0

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

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	<i>кп</i>	<i>кд</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
40-41	56,3	39-40	0,55		61,9
41-42	59,1	40-41	0,55		118,2
42-43	67,6	41-42	0,55		177,3
28-43	73,2	42-43	0,55		244,9
8-44	19,7	нет	0,55		-0,3
44-45	23,1	нет	0,55		0,3
45-46	24,3	44-45	0,55		23,4
46-47	5,1	нет	0,55		0
47-48	2,7	нет	0,55		0
48-49	4,1	47-48	0,55		2,7
49-50	4,1	48-49	0,55		6,8
50-51	5,0	51-52	0,55		70,1
51-52	3,8	52-53, 52-74	0,55		66,2
52-53	3,3	53-54	0,55		34,0
53-54	4,5	54-55, 54-76	0,55		29,5
54-55	6,0	55-56	0,55		11,5
55-56	5,7	56-57	0,55		5,7
56-57	5,7	нет	0,55		0
12-57	5,7	нет	0,55		0
38-46	17,9	45-46, 46-47	0,55		52,8
18-59	2,8	50-59	0,55		88,6
50-59	2,6	49-50, 50-51	0,55		86,0
33-89	5,3	89-90	0,55		4,0
89-90	4,0	нет	0,55		0
31-87	37,4	87-88	0,55		4,0
87-88	4,0	нет	0,55		0
24-91	6,7	нет	0,55		0
27-68	4,5	68-69	0,55		4,9
68-69	4,9	нет	0,55		0
27-70	4,7	70-71	0,55		9,4
70-71	2,4	71-72	0,55		6,9
71-72	6,9	нет	0,55		0
52-74	2,5	73-74, 74-75	0,55		26,5
73-74	12,2	нет	0,55		0
74-75	14,3	нет	0,55		0
54-76	12,0	нет	0,55		0
2-77	76,2	77-78	0,55		63,5
77-78	63,5	нет	0,55		0
3-79	68,6	79-80, 79-81	0,55		199,0
79-80	18,4	нет	0,55		0
79-81	0,0	81-82, 81-83	0,55		180,6
81-82	97,5	нет	0,55		0
81-83	83,1	нет	0,55		0

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

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	<i>k<sub>п</sub></i>	<i>k<sub>д</sub></i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
6-84	42,1	84-85, 84-86	0,55		338,1
84-85	153,2	нет	0,55		0
84-86	184,9	нет	0,55		0
64-65	19,4	62-64	0,55		184,3
65-66	63,2	64-65, 65-67	0,55		279,0
29-66	103,1	65-66	0,55		342,2
65-67	75,3	нет	0,55		0
62-64	0,0	61-62, 62-63	0,55		184,3
60-61	83,6	нет	0,55		0
61-62	19,8	60-61	0,55		83,6
62-63	80,8	нет	0,55		0

Таблица 13.1 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	<i>k<sub>п</sub></i>	<i>k<sub>д</sub></i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
4-5	3,7	нет	0,55		0,0
3-4	5,2	4-5	0,55		3,7
3-6	14,3	6-7	0,55		9,5
6-7	9,5	нет	0,55		0,0
2-3	3,4	3-4, 3-6	0,55		32,8
2-8	15,3	8-9	0,55		6,3
8-9	6,3	нет	0,55		0,0
35-36	5,1	нет	0,55		0,0
1-2	2,9	2-3, 2-8	0,55		57,8
1-10	2,8	10-11, 10-12	0,55		516,9
10-12	8,7	12-14, 12-16, 12-13	0,55		502,5
12-13	36,5	13-35	0,55		7,2
13-35	2,1	35-36	0,55		5,1
10-11	5,8	нет	0,55		0,0
12-14	4,8	14-15, 14-23	0,55		342,8
14-15	49,2	нет	0,55		0,0
12-16	111,1	нет	0,55		0,0
22-23	60,7	нет	0,55	13,2	13,2
14-23	61,9	22-23, 23-24	0,55		231,7
17-18	10,8	18-26, 18-28, 18-19	0,55		630,7
18-28	104,9	28-29	0,55		142,3
28-29	142,3	нет	0,55		0,0

Окончание таблицы 13.1 - Расчет транзитного расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	$k_{П}$	$k_{Д}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
17-30	103,0	30-31, 30-33	0,55		248,4
30-31	30,9	31-32, 31-34	0,55		130,0
31-32	52,9	нет	0,55		0,0
21-25	59,1	нет	0,55		0,0
20-21	44,8	21-25, 21-22	0,55		74,6
19-20	14,0	20-21	0,55		119,4
18-19	77,4	19-20, 19-27	0,55		213,7
18-26	92,4	нет	0,55		0,0
19-27	80,3	нет	0,55		0,0
23-24	157,8	нет	0,55		0,0
21-22	28,7	нет	0,55	-13,2	-13,2
30-33	87,4	нет	0,55		0,0
31-34	77,2	нет	0,55		0,0

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

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

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

где  $Q_P$ - расчетный расход газа на участке слияния потоков газа от разных ГРП, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_T$  - транзитный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч;

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

$Q_{П}$  - путевой расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч.

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

Согласно схеме распределения потоков газа, приведенной в приложении А, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети. На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 14, 14.1.

Таблица 14 - Определение расчетного расхода газа распределительной сети №1

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	<i>кп</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	45,4	0,55	839,3	864,2
2-3	47,3	0,55	652,2	678,3
3-4	54,3	0,55	330,3	360,2
4-5	73,8	0,55	256,5	297,1
5-6	66,4	0,55	190,1	226,6
6-7	47,2	0,55	190,1	216,0
7-8	44,7	0,55	237,3	261,8
8-9	29,0	0,55	301,3	317,2
9-10	35,4	0,55	330,3	349,7
10-11	37,0	0,55	365,7	386,0
11-12	27,3	0,55	402,7	417,7
12-13	80,3	0,55	435,7	479,9
13-14	55,9	0,55	516,1	546,8
1-14	48,9	0,55	571,9	598,8
15-16	7,5	0,55	258,7	262,8
16-17	3,7	0,55	255,0	257,0
17-18	4,4	0,55	250,5	253,0
18-19	2,8	0,55	156,3	157,9
19-20	6,6	0,55	149,7	153,3
20-21	5,9	0,55	143,9	147,1
21-22	6,1	0,55	137,8	141,1
22-23	20,0	0,55	0	11,0
23-24	20,0	0,55	0	11,0
24-25	6,4	0,55	89,8	93,3
25-26	8,9	0,55	96,1	101,0
26-27	8,0	0,55	105,1	109,5
15-27	12,3	0,55	136,5	143,3
28-29	28,1	0,55	556,7	572,2
29-30	16,6	0,55	94,7	103,9
30-31	22,1	0,55	72,6	84,8
31-32	14,0	0,55	17,2	24,9
32-33	16,5	0,55	0,7	9,8
33-34	16,0	0,55	8,6	17,4
34-35	15,2	0,55	24,6	33,0
35-36	11,2	0,55	39,8	46,0
24-36	12,0	0,55	51,0	57,6
22-37	12,2	0,55	105,5	112,3

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

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	<i>kП</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
37-38	13,0	0,55	92,5	99,7
38-39	21,8	0,55	0	12,0
39-40	61,9	0,55	0	34,1
40-41	56,3	0,55	61,9	92,9
41-42	59,1	0,55	118,2	150,7
42-43	67,6	0,55	177,3	214,5
28-43	73,2	0,55	244,9	285,1
8-44	19,7	0,55	-0,3	10,5
44-45	23,1	0,55	0,3	13,0
45-46	24,3	0,55	23,4	36,8
46-47	5,1	0,55	0	2,8
47-48	2,7	0,55	0	1,5
48-49	4,1	0,55	2,7	4,9
49-50	4,1	0,55	6,8	9,0
50-51	5,0	0,55	70,1	72,9
51-52	3,8	0,55	66,2	68,4
52-53	3,3	0,55	34,0	35,8
53-54	4,5	0,55	29,5	32,0
54-55	6,0	0,55	11,5	14,8
55-56	5,7	0,55	5,7	8,9
56-57	5,7	0,55	0	3,2
12-57	5,7	0,55	0	3,2
38-46	17,9	0,55	52,8	62,6
18-59	2,8	0,55	88,6	90,2
50-59	2,6	0,55	86,0	87,5
33-89	5,3	0,55	4,0	6,9
89-90	4,0	0,55	0	2,2
31-87	37,4	0,55	4,0	24,6
87-88	4,0	0,55	0	2,2
24-91	6,7	0,55	0	3,7
27-68	4,5	0,55	4,9	7,4
68-69	4,9	0,55	0	2,7
27-70	4,7	0,55	9,4	12,0
70-71	2,4	0,55	6,9	8,3
71-72	6,9	0,55	0	3,8
52-74	2,5	0,55	26,5	27,9
73-74	12,2	0,55	0	6,7
74-75	14,3	0,55	0	7,9
54-76	12,0	0,55	0	6,6
2-77	76,2	0,55	63,5	105,4
77-78	63,5	0,55	0	34,9
3-79	68,6	0,55	199,0	236,8
79-80	18,4	0,55	0	10,1
79-81	0,0	0,55	180,6	180,6
81-82	97,5	0,55	0	53,6



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

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	<i>kП</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
81-83	83,1	0,55	0	45,7
6-84	42,1	0,55	338,1	361,3
84-85	153,2	0,55	0	84,3
84-86	184,9	0,55	0	101,7
64-65	19,4	0,55	184,3	194,9
65-66	63,2	0,55	279,0	313,8
29-66	103,1	0,55	342,2	398,9
65-67	75,3	0,55	0	41,4
62-64	0,0	0,55	184,3	184,3
60-61	83,6	0,55	0	46,0
61-62	19,8	0,55	83,6	94,6
62-63	80,8	0,55	0	44,4

Таблица 14.1 - Определение расчетного расхода газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	<i>kП</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
4-5	3,7	0,55	0,0	2,0
3-4	5,2	0,55	3,7	6,6
3-6	14,3	0,55	9,5	17,4
6-7	9,5	0,55	0,0	5,3
2-3	3,4	0,55	32,8	34,7
2-8	15,3	0,55	6,3	14,7
8-9	6,3	0,55	0,0	3,4
35-36	5,1	0,55	0,0	2,8
1-2	2,9	0,55	57,8	59,4
1-10	2,8	0,55	516,9	518,4
10-12	8,7	0,55	502,5	507,2
12-13	36,5	0,55	7,2	27,3
13-35	2,1	0,55	5,1	6,3
10-11	5,8	0,55	0,0	3,2
12-14	4,8	0,55	342,8	345,5
14-15	49,2	0,55	0,0	27,1
12-16	111,1	0,55	0,0	61,1
22-23	60,7	0,55	13,2	46,6
14-23	61,9	0,55	231,7	265,7
17-18	10,8	0,55	630,7	636,7
18-28	104,9	0,55	142,3	200,0
28-29	142,3	0,55	0,0	78,3
17-30	103,0	0,55	248,4	305,0
30-31	30,9	0,55	130,0	147,1
31-32	52,9	0,55	0,0	29,1

Окончание таблицы 14.1 - Определение расчетного расхода  
газа распределительной сети №2

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	<i>kП</i>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
21-25	59,1	0,55	0,0	32,5
20-21	44,8	0,55	74,6	99,3
19-20	14,0	0,55	119,4	127,1
18-19	77,4	0,55	213,7	256,3
18-26	92,4	0,55	0,0	50,8
19-27	80,3	0,55	0,0	44,2
23-24	157,8	0,55	0,0	86,8
21-22	28,7	0,55	-13,2	2,6
30-33	87,4	0,55	0,0	48,1
31-34	77,2	0,55	0,0	42,5

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/QP$
К1	1-2		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-864,2	0,0179	-174	0,2017
	2-3		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-678,3	0,0188	-165	0,2432
	3-4		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-360,2	0,0220	-106	0,2946
	4-5		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-297,1	0,0231	-41	0,1378
	5-6		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-226,6	0,0247	-23	0,1012
	6-7		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	216,0	0,0250	22	0,1031
	7-8		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	261,8	0,0238	30	0,1128
	8-9	К4	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	317,2	0,0227	41	0,1303
	9-10	К4	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	349,7	0,0222	60	0,1713
	10-11	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	386,0	0,0216	74	0,1929
	11-12	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	417,7	0,0212	63	0,1512
	12-13		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	479,9	0,0205	109	0,2271
	13-14		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	546,8	0,0198	95	0,1742
	1-14		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	598,8	0,0194	98	0,1632
								$\Sigma 83$	$\Sigma 2,4046$
$\Delta = \frac{83}{0,5 \cdot 1102} \cdot 100\% = 15,14\% \Delta Q_k^1 = -\frac{83}{1,75 \cdot 2,4046} = -19,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ $\Delta Q_k = -19,8 \frac{(0,1303 + 0,1713 + 0,1929 + 0,1512) \cdot 84,6}{2,4046} = -5,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$								$\Sigma/\Delta P/=1102$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/QP$
К2	15-16		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-262,8	0,0219	-150	0,5701
	16-17		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-257,0	0,0220	-121	0,4721
	17-18		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-253,0	0,0221	-140	0,5539
	18-19	К5	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-157,9	0,0249	-39	0,2456
	19-20	К5	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-153,3	0,0251	-86	0,5608
	20-21	К5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-147,1	0,0253	-71	0,4853
	21-22	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-141,1	0,0256	-69	0,4893
	22-23	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-11,0	0,0352	-1	0,0504
	23-24	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	11,0	0,0352	1	0,0504
	24-25		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	93,3	0,0284	26	0,2759
	25-26		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	101,0	0,0278	41	0,4102
	26-27		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	109,5	0,0273	43	0,3888
15-27		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	143,3	0,0255	85	0,5900	
$\Delta = \frac{-482}{0,5 \cdot 872} \cdot 100\% = -110,62\% \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{-482}{1,75 \cdot 5,1428} = 53,6 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma -482$	$\Sigma 5,1428$
$\Delta Q_k = 53,6 \frac{(0,2456 + 0,5608 + 0,4853 + 0,4893) \cdot (-11,9) + (0,0504 + 0,0504) \cdot (-57,6)}{5,1428} = 45,7 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma / \Delta P = 872$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/QP$
К3	28-29		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-572,2	0,0180	-308	0,5377
	29-30		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-103,9	0,0276	-14	0,1346
	30-31		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-84,8	0,0291	-13	0,1541
	31-32		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-24,9	0,0395	-2	0,0872
	32-33		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-9,8	0,0395	0	0,0403
	33-34		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	17,4	0,0355	1	0,0643
	34-35		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	33,0	0,0368	4	0,1201
	35-36		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	46,0	0,0339	5	0,1136
	24-36		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	57,6	0,0320	8	0,1442
	23-24	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-11,0	0,0352	-1	0,0504
	22-23	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	11,0	0,0352	1	0,0504
	22-37	К5	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-112,3	0,0271	-28	0,2536
	37-38	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-99,7	0,0279	-25	0,2465
	38-39		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-12,0	0,0322	0	0,0262
	39-40		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	34,1	0,0365	5	0,1426
	40-41		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	92,9	0,0284	26	0,2750
	41-42		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	150,7	0,0252	63	0,4152
42-43		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	214,5	0,0231	133	0,6182	
28-43		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	285,1	0,0215	236	0,8292	
$\Delta = \frac{90}{0,5 \cdot 872} \cdot 100\% = 20,63\% \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{90}{1,75 \cdot 4,3036} = -11,9 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma=90$	$\Sigma 4,3036$
$\Delta Q_k = (-11,9) \frac{(0,2536 + 0,2465) \cdot (-57,6) + (0,0504 + 0,0504) \cdot 33,4}{4,3036} = -11,6 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma/\Delta P=872$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/QP$
К4	8-44		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-10,5	0,0368	0	0,0343
	44-45		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	13,0	0,0323	1	0,0438
	45-46		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	36,8	0,0358	5	0,1442
	46-47	К5	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-2,8	0,1384	0	0,0423
	47-48	К5	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	1,5	0,2643	0	0,0222
	48-49	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	4,9	0,0786	0	0,0343
	49-50	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	9,0	0,0428	0	0,0343
	50-51		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-72,9	0,0302	-18	0,2407
	51-52		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-68,4	0,0307	-12	0,1748
	52-53		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-35,8	0,0361	-3	0,0941
	53-54		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-32,0	0,0371	-4	0,1174
	54-55		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-14,8	0,0337	-1	0,0622
	55-56		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-8,9	0,0435	0	0,0464
	56-57		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-3,2	0,1226	0	0,0464
	12-57		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	3,2	0,1226	0	0,0464
	11-12	К1	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-417,7	0,0212	-63	0,1512
	10-11	К1	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-386,0	0,0216	-74	0,1929
9-10	К1	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-349,7	0,0222	-60	0,1713	
8-9	К1	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	22,04	-317,2	0,0227	-41	0,1303	
$\Delta = \frac{-271}{0,5 \cdot 842} \cdot 100\% = -190,79\% \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{-271}{1,75 \cdot 1,8295} = 84,6 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma = -271$	$\Sigma 1,8295$
$\Delta Q_k = 84,6 \frac{(0,0423 + 0,0222 + 0,0343 + 0,0343) \cdot (-57,6) + (0,1512 + 0,1929 + 0,1713 - 0,1303) \cdot (-19,8)}{1,8295}$ $= 57,8 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma/\Delta P = 284$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков					Предварительное распределение потоков			
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/QP$
К5	38-46		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	62,6	0,0314	10	0,1638
	37-38	К3	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	99,7	0,0279	25	0,2465
	22-37	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	112,3	0,0271	28	0,2536
	21-22	К2	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	141,1	0,0256	69	0,4893
	20-21	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	147,1	0,0253	71	0,4853
	19-20	К2	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	153,3	0,0251	86	0,5608
	18-19	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	157,9	0,0249	39	0,2456
	18-59		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-90,2	0,0286	-17	0,1883
	50-59		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-87,5	0,0289	-15	0,1709
	49-50	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-9,0	0,0428	0	0,0343
	48-49	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-4,9	0,0786	0	0,0343
	47-48	К4	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	-1,5	0,2643	0	0,0222
46-47	К4	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	2,8	0,1384	0	0,0423	
$\Delta = \frac{296}{0,5 \cdot 361} \cdot 100\% = 164,07\% \quad \Delta Q_k^1 = -\frac{296}{1,75 \cdot 2,9371} = -57,6/\text{ч}$								$\Sigma=296$	$\Sigma 2,9371$
$\Delta Q_k = -57,6 \frac{(0,0279 + 0,0271) \cdot (-19,8) + (0,4893 + 0,4853 + 0,5608 + 0,2456) \cdot 53,6 + (0,0343 + 0,0343 + 0,0222 + 0,0423) \cdot 2,9371}{2,9371}$								$\Sigma/\Delta P=361$	
$= -26,8 \text{ м}^3/\text{ч}$									

Таблица 15.1 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №1

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения				Итого
		1	2	3	4	
Кольцо 1						
Ошибка в кольце, %	15,14	2,13	-0,39	-0,05	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-19,82	-2,71	0,49	0,06	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	2,90	-8,01	-0,28	-0,01	-0,01	-5,42
Кольцо 2						
Ошибка в кольце, %	-110,62	-22,98	0,68	0,46	0,09	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	53,58	9,65	-0,29	-0,19	-0,04	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	33,39	12,61	-0,08	-0,20	-0,04	45,68
Кольцо 3						
Ошибка в кольце, %	20,63	-7,70	0,51	0,17	0,03	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-11,95	4,18	-0,28	-0,09	-0,02	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-17,86	6,59	-0,18	-0,11	-0,02	-11,57



Окончание таблицы 15.1 – Свод поправочных расходов сети низкого давления №1

Наименование показателя	Предварительный	Итерационные приближения				Итого
		1	2	3	4	
Кольцо 4						
Ошибка в кольце, %	-190,79	65,91	10,20	0,94	0,15	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	84,62	822,62	-3,22	-0,30	-0,05	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	81,45	-20,38	-2,97	-0,30	-0,05	57,75
Кольцо 5						
Ошибка в кольце, %	164,07	-41,16	-4,33	-0,05	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-57,62	11,78	1,08	0,01	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-36,73	9,96	0,13	-0,13	-0,03	-26,84

Таблица 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (четвертое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Четвертое приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P'', \text{ м}^3/\text{ч}$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2		130	22,04	-864,2	0,0	-869,7	0,0178	-176	0,2027
	2-3		190	22,04	-678,3	0,0	-683,7	0,0187	-167	0,2446
	3-4		370	22,04	-360,2	0,0	-365,6	0,0219	-109	0,2979
	4-5		200	22,04	-297,1	0,0	-302,5	0,0230	-42	0,1397
	5-6		180	22,04	-226,6	0,0	-232,0	0,0245	-24	0,1030
	6-7		190	22,04	216,0	0,0	210,6	0,0251	21	0,1012
	7-8		180	22,04	261,8	0,0	256,4	0,0239	28	0,1111
	8-9	К4	180	22,04	317,2	0,3	254,0	0,0240	28	0,1103
	9-10	К4	220	22,04	349,7	0,3	286,5	0,0233	42	0,1475
	10-11	К4	230	22,04	386,0	0,3	322,8	0,0226	54	0,1687
	11-12	К4	170	22,04	417,7	0,3	354,5	0,0221	47	0,1337
	12-13		230	22,04	479,9	0,0	474,5	0,0205	107	0,2252
	13-14		160	22,04	546,8	0,0	541,4	0,0199	94	0,1729
	1-14		140	22,04	598,8	0,0	593,4	0,0194	96	0,1621
$\Delta Q_k = -5,42 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Таблица 15.1)									$\Sigma=0,00$	$\Sigma 2,3206$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1037} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma/\Delta P=1037$	

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (четвертое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Четвертое приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К2	15-16		190	15,86	-262,8	-0,2	-217,1	0,0230	-107	0,4939
	16-17		160	15,86	-257,0	-0,2	-211,3	0,0231	-86	0,4076
	17-18		190	15,86	-253,0	-0,2	-207,2	0,0233	-99	0,4770
	18-19	К5	120	15,86	-157,9	0,0	-85,3	0,0290	-13	0,1548
	19-20	К5	280	15,86	-153,3	0,0	-80,8	0,0294	-28	0,3469
	20-21	К5	250	15,86	-147,1	0,0	-74,6	0,0300	-22	0,2915
	21-22	К5	260	15,86	-141,1	0,0	-68,6	0,0307	-20	0,2848
	22-23	К3	250	15,86	-11,0	-0,1	46,3	0,0338	9	0,2039
	23-24	К3	250	15,86	11,0	-0,1	68,3	0,0307	19	0,2729
	24-25		200	15,86	93,3	-0,2	139,0	0,0257	52	0,3721
	25-26		280	15,86	101,0	-0,2	146,8	0,0254	80	0,5427
	26-27		250	15,86	109,5	-0,2	155,2	0,0250	78	0,5052
	15-27		310	15,86	143,3	-0,2	189,0	0,0238	137	0,7262
$\Delta Q_k = 45,68 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Таблица 15.1)									$\Sigma=0,35$	$\Sigma 5,0796$
$\Delta = \frac{0,35}{0,5 \cdot 750} \cdot 100\% = 0,09\%$									$\Sigma/\Delta P=750$	

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (четвертое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Четвертое приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К3	28-29		100	15,86	-572,2	-0,1	-583,7	0,0180	-319	0,5458
	29-30		90	15,86	-103,9	-0,1	-115,4	0,0269	-17	0,1457
	30-31		120	15,86	-84,8	-0,1	-96,4	0,0282	-16	0,1696
	31-32		170	15,86	-24,9	-0,1	-36,5	0,0359	-4	0,1160
	32-33		200	15,86	-9,8	-0,1	-21,4	0,0381	-2	0,0847
	33-34		200	15,86	17,4	-0,1	5,8	0,0665	0	0,0403
	34-35		190	15,86	33,0	-0,1	21,4	0,0381	2	0,0807
	35-36		140	15,86	46,0	-0,1	34,4	0,0364	3	0,0914
	24-36		150	15,86	57,6	-0,1	46,1	0,0339	6	0,1219
	23-24	К2	250	15,86	-11,0	0,1	-68,3	0,0307	-19	0,2729
	22-23	К2	250	15,86	11,0	0,1	-46,3	0,0338	-9	0,2039
	22-37	К5	160	15,86	-112,3	0,1	-97,0	0,0281	-22	0,2273
	37-38	К5	170	15,86	-99,7	0,1	-84,4	0,0291	-18	0,2176
	38-39		130	15,86	-12,0	-0,1	-23,6	0,0393	-1	0,0628
	39-40		220	15,86	34,1	-0,1	22,5	0,0387	2	0,0999
	40-41		200	15,86	92,9	-0,1	81,3	0,0294	20	0,2490
	41-42		210	15,86	150,7	-0,1	139,2	0,0257	54	0,3911
	42-43		240	15,86	214,5	-0,1	202,9	0,0234	120	0,5931
28-43		260	15,86	285,1	-0,1	273,6	0,0217	220	0,8039	
$\Delta Q_k = -11,57 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Таблица 15.1)									$\Sigma = 0,12$	$\Sigma 4,5177$
$\Delta = \frac{0,12}{0,5 \cdot 856} \cdot 100\% = 0,03\%$									$\Sigma/\Delta P = 856$	

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (четвертое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Четвертое приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/QP$
К4	8-44		170	15,86	-10,5	-0,3	47,3	0,0336	7	0,1409
	44-45		200	15,86	13,0	-0,3	70,8	0,0304	16	0,2244
	45-46		210	15,86	36,8	-0,3	94,6	0,0283	28	0,2928
	46-47	К5	210	15,86	-2,8	-0,1	81,8	0,0293	21	0,2626
	47-48	К5	110	15,86	1,5	-0,1	86,1	0,0290	12	0,1429
	48-49	К5	170	15,86	4,9	-0,1	89,5	0,0287	20	0,2274
	49-50	К5	170	15,86	9,0	-0,1	93,7	0,0284	22	0,2352
	50-51		210	15,86	-72,9	-0,3	-15,1	0,0339	-1	0,0558
	51-52		160	15,86	-68,4	-0,3	-10,6	0,0367	0	0,0323
	52-53		140	15,86	-35,8	-0,3	22,0	0,0385	1	0,0618
	53-54		190	15,86	-32,0	-0,3	25,8	0,0391	3	0,1001
	54-55		240	15,86	-14,8	-0,3	43,0	0,0345	8	0,1853
	55-56		230	15,86	-8,9	-0,3	48,9	0,0334	10	0,1955
	56-57		230	15,86	-3,2	-0,3	54,6	0,0325	12	0,2125
	12-57		230	15,86	3,2	-0,3	61,0	0,0316	14	0,2306
	11-12	К1	170	22,04	-417,7	-0,3	-354,5	0,0221	-47	0,1337
	10-11	К1	230	22,04	-386,0	-0,3	-322,8	0,0226	-54	0,1687
	9-10	К1	220	22,04	-349,7	-0,3	-286,5	0,0233	-42	0,1475
8-9	К1	180	22,04	-317,2	-0,3	-254,0	0,0240	-28	0,1103	
$\Delta Q_k = 57,75 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Таблица 15.1)									$\Sigma=0,26$	$\Sigma 3,1604$
$\Delta = \frac{0,26}{0,5 \cdot 347} \cdot 100\% = 0,15\%$									$\Sigma/\Delta P=347$	

Окончание таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления №1 (четвертое приближение)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Четвертое приближение				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d, \text{ см}$		$Q_{у\text{ч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
К5	38-46		160	15,86	62,6	-0,2	35,8	0,0361	4	0,1077
	37-38	К3	170	15,86	99,7	-0,1	84,4	0,0291	18	0,2176
	22-37	К3	160	15,86	112,3	-0,1	97,0	0,0281	22	0,2273
	21-22	К2	260	15,86	141,1	0,0	68,6	0,0307	20	0,2848
	20-21	К2	250	15,86	147,1	0,0	74,6	0,0300	22	0,2915
	19-20	К2	280	15,86	153,3	0,0	80,8	0,0294	28	0,3469
	18-19	К2	120	15,86	157,9	0,0	85,3	0,0290	13	0,1548
	18-59		140	15,86	-90,2	-0,2	-117,0	0,0268	-27	0,2289
	50-59		130	15,86	-87,5	-0,2	-114,3	0,0270	-24	0,2088
	49-50	К4	170	15,86	-9,0	0,1	-93,7	0,0284	-22	0,2352
	48-49	К4	170	15,86	-4,9	0,1	-89,5	0,0287	-20	0,2274
	47-48	К4	110	15,86	-1,5	0,1	-86,1	0,0290	-12	0,1429
46-47	К4	210	15,86	2,8	0,1	-81,8	0,0293	-21	0,2626	
$\Delta Q_k = -26,84 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Таблица 15.1)									$\Sigma=0$	$\Sigma 2,9365$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 254} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma/\Delta P=254$	

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

где  $P$  - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

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

Таблица 17 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

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	890,1	844,7	5,000	4,824
2-3	705,0	657,6	4,824	4,656
3-4	390,0	335,7	4,656	4,548
4-5	335,7	261,9	4,548	4,505
5-6	261,9	195,5	4,505	4,481
6-7	231,9	184,7	4,503	4,481
7-8	276,5	231,9	4,531	4,503
8-9	267,1	238,1	4,559	4,531
9-10	302,5	267,1	4,602	4,559
10-11	339,5	302,5	4,656	4,602
11-12	366,8	339,5	4,703	4,656
12-13	510,7	430,3	4,810	4,703
13-14	566,5	510,7	4,904	4,810
1-14	615,4	566,5	5,000	4,904
15-16	220,5	213,0	5,000	4,893
16-17	213,0	209,2	4,893	4,807
17-18	209,2	204,8	4,807	4,708
18-19	86,6	83,8	4,708	4,695
19-20	83,8	77,2	4,695	4,667
20-21	77,2	71,3	4,667	4,645
21-22	71,3	65,2	4,645	4,625
22-23	57,3	37,3	4,634	4,625
23-24	77,3	57,3	4,653	4,634
24-25	141,9	135,5	4,705	4,653
25-26	150,8	141,9	4,784	4,705
26-27	158,8	150,8	4,863	4,784
15-27	194,5	182,2	5,000	4,863
28-29	596,4	568,2	5,000	4,681
29-30	122,9	106,3	4,681	4,665
30-31	106,3	84,2	4,665	4,648
31-32	42,8	28,8	4,648	4,644
32-33	28,8	12,3	4,644	4,642
33-34	13,0	-3,0	4,642	4,642
34-35	28,3	13,0	4,644	4,642
35-36	39,5	28,3	4,647	4,644
24-36	51,5	39,5	4,653	4,647

Окончание таблицы 17 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления №1

Номер участка	$QH, \text{ м}^3/\text{ч}$	$QK, \text{ м}^3/\text{ч}$	$PH, \text{ кПа}$	$PK, \text{ кПа}$
22-37	102,5	90,3	4,625	4,603
37-38	90,3	77,3	4,603	4,585
38-39	33,4	11,6	4,585	4,583
39-40	50,4	-11,6	4,585	4,583
40-41	106,7	50,4	4,605	4,585
41-42	165,8	106,7	4,660	4,605
42-43	233,3	165,8	4,780	4,660
28-43	306,5	233,3	5,000	4,780
8-44	58,1	38,4	4,537	4,531
44-45	81,2	58,1	4,553	4,537
45-46	105,5	81,2	4,581	4,553
46-47	84,6	79,5	4,602	4,581
47-48	87,3	84,6	4,615	4,602
48-49	91,4	87,3	4,635	4,615
49-50	95,5	91,4	4,657	4,635
50-51	17,3	12,3	4,657	4,656
51-52	12,3	8,4	4,656	4,656
52-53	23,8	20,6	4,658	4,656
53-54	28,3	23,8	4,660	4,658
54-55	46,3	40,3	4,668	4,660
55-56	52,1	46,3	4,678	4,668
56-57	57,8	52,1	4,689	4,678
12-57	63,5	57,8	4,703	4,689
38-46	43,9	26,0	4,585	4,581
18-59	118,2	115,4	4,708	4,681
50-59	115,4	112,8	4,681	4,657



Таблица 18 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №1

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
33-89	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	6,9	0,0395	108	4,642	4,534
89-90	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	2,2	0,0490	19	4,534	4,516
31-87	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	5,54	24,6	0,0305	516	4,648	4,132
87-88	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	2,2	0,0490	19	4,132	4,114
24-91	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	3,7	0,0326	30	4,653	4,623
27-68	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	7,4	0,0389	107	4,863	4,756
68-69	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	2,7	0,0400	46	4,756	4,710
27-70	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	12,0	0,0344	203	4,863	4,660
70-71	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	8,3	0,0377	205	4,660	4,455
71-72	710	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	3,8	0,0329	108	4,455	4,347
52-74	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	5,54	27,9	0,0295	299	4,656	4,357
73-74	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	6,7	0,0397	277	4,357	4,080
74-75	590	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	7,9	0,0382	443	4,357	3,914
54-76	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	6,6	0,0395	329	4,660	4,331
2-77	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	105,4	0,0243	416	4,824	4,408
77-78	620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	7,92	34,9	0,0305	387	4,408	4,021
3-79	670	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	236,8	0,0225	440	4,656	4,216
79-80	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	10,1	0,0359	210	4,216	4,006
79-81	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	12,34	180,6	0,0226	148	4,216	4,068
81-82	680	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	11,02	53,6	0,0298	187	4,068	3,881
81-83	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	45,7	0,0300	224	4,068	3,845
6-84	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	361,3	0,0197	313	4,481	4,169
84-85	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	11,02	84,3	0,0266	225	4,169	3,944
84-86	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	12,34	101,7	0,0261	311	4,169	3,858
64-65	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	12,34	194,9	0,0222	139	3,970	3,831
65-66	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	313,8	0,0210	204	4,174	3,970

Окончание таблицы 18 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №1

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
29-66	310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	398,9	0,0197	507	4,681	4,174
65-67	640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	41,4	0,0348	20	3,970	3,950
62-64	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	184,3	0,0239	64	3,950	3,886
60-61	590	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	46,0	0,0329	39	3,854	3,815
61-62	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	94,6	0,0275	32	3,886	3,854
62-63	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	12,34	44,4	0,0321	66	3,886	3,820

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №2

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
4-5	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	2,0	0,0557	20	4,093	4,074
3-4	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	6,6	0,0387	198	4,291	4,093
3-6	470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	6,6	17,4	0,0352	224	4,291	4,067
6-7	610	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	5,54	5,3	0,0332	60	4,067	4,007
2-3	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	6,6	34,7	0,0296	350	4,641	4,291
2-8	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	5,54	14,7	0,0352	299	4,641	4,342
8-9	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	3,4	0,0330	53	4,342	4,289
35-36	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	2,8	0,0404	22	3,846	3,825
1-2	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	7,92	59,4	0,0271	359	5,000	4,641
1-10	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	19,82	518,4	0,0198	194	5,000	4,806
10-12	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9	17,62	507,2	0,0194	524	4,806	4,282
12-13	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	5,54	27,3	0,0301	360	4,282	3,922
13-35	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	6,3	0,0381	76	3,922	3,846
10-11	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,4	3,2	0,0357	54	4,806	4,752
12-14	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9	17,62	345,5	0,0213	159	4,282	4,123
14-15	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	7,92	27,1	0,0330	82	4,123	4,041
12-16	460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	61,1	0,0320	31	4,282	4,251
22-23	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	46,6	0,0333	20	3,914	3,894

Окончание таблицы 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений сети низкого давления №2

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$d$ , см	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
14-23	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	636,7	0,0222	209	4,123	3,914
17-18	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	200,0	0,0176	570	5,000	4,430
18-28	1050	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	78,3	0,0231	305	4,430	4,125
28-29	760	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	305,0	0,0292	188	4,125	3,937
17-30	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9	17,62	147,1	0,0220	511	5,000	4,489
30-31	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	29,1	0,0227	355	4,489	4,135
31-32	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	7,92	32,5	0,0324	191	4,135	3,943
21-25	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	99,3	0,0331	37	3,895	3,858
20-21	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	11,02	127,1	0,0259	114	4,009	3,895
19-20	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	12,34	256,3	0,0250	79	4,087	4,009
18-19	660	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	14,1	50,8	0,0217	343	4,430	4,087
18-26	440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	44,2	0,0296	332	4,430	4,099
19-27	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	86,8	0,0307	173	4,087	3,915
23-24	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	15,86	2,6	0,0293	43	3,914	3,871
21-22	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	48,1	0,0975	1	3,895	3,894
30-33	530	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	42,5	0,0300	273	4,489	4,216
31-34	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	9,68	636,7	0,0310	194	4,135	3,940

## 1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

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

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

В таблице 20 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

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

Наименование потребителя	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
ГРП №1	1505,5	10
ГРП №2	415,0	10
ГРП №3	902,9	10
ГРП №4	580,4	10
ГРП №5	992,9	10
Котельная Центральная	3504	25
Котельная Прохорова	2129,4	25

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

Диаметры участков определяется в зависимости от расхода газа, проходящего по участку, и перепада квадрата давления на участке, кПа<sup>2</sup>/м, которое определяется по формуле

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

где  $\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{уч}$  - расход газа на участке газовой сети, м<sup>3</sup>/ч;  
 $d$  - внутренний диаметр участка газопровода, см;  
 $\rho$  - плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $l_{уч}$  - длина участка газопровода, м.

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

$$p_{к.уч} > p_{к} \quad (42)$$

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

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

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

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

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

$\sum \Delta P_c$  – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа<sup>2</sup>.

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

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

$A$  - коэффициент, зависящий от категории сети.

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

$\rho$  - плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{отв}}$  - расход газа, проходящий по ответвлению, м<sup>3</sup>/ч;

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

Значение коэффициента  $A$  для сетей среднего давления определяется по формуле

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 21.

Таблица 21 – Гидравлический расчет газовой сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $dn \times s$ , мм	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)$ , МПа <sup>2</sup>	Давление газа на участке	
						$p_H$ , МПа	$p_K$ , МПа
ГРС-1	245x8	1200	10030,1	0,0164	0,0333	0,280	0,212
1-2	245x8	140	8712,2	0,0165	0,0029	0,212	0,205
2-3	219x8	2210	5208,2	0,0172	0,0316	0,205	0,102
3-4	194x8	250	3702,7	0,0178	0,0036	0,102	0,083
4-5	152x5	320	1573,3	0,0193	0,0028	0,083	0,064
5-ГРП№5	140x5	550	992,9	0,0201	0,0031	0,064	0,031
1-ГРП№2	76x5	1020	415,0	0,0231	0,0342	0,212	0,104
1-ГРП№3	89x5	670	902,9	0,0216	0,0407	0,212	0,066
2-Кот Ц	70x5	10	3504,0	0,0224	0,0374	0,205	0,069
3-ГРП№1	133x5	550	1505,5	0,0197	0,0092	0,102	0,036
4-Кот Прохорова	89x5	10	2129,4	0,0211	0,0033	0,083	0,060
5-ГРП№4	102x5	200	580,4	0,0216	0,0023	0,064	0,042



## 1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

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

С учетом планировки г. Заозерный, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются пять сетевых газорегуляторных пунктов.

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

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
ГРС	600	280	10030,1
ГРП №1	102	5	1505,5
ГРП №2	212	5	415,0
ГРП №3	212	5	902,9
ГРП №4	64	5	580,4
ГРП №5	64	5	992,9
Централ. котельная	205	20	3504,0
Котельная Прохорова	83	20	2129,4

В городе Заозерный проектируются типовые газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки с регуляторами давления РД и РДУК.

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

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

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

где  $Q_P$  – расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{max}$  – максимальная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления

РДУК-2, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

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

где  $f$  – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см<sup>2</sup>;

$\varphi$  – коэффициент зависящий от отношения  $p_2/p_1$  и определяемый по графику;

$K$  – коэффициент расхода;

$p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа;  $p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа;  $\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

**ГРС** – регулятор РДУК-2-200/105

Расчетный расход газа – 10030,1 м<sup>3</sup>/ч.

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

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>. Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

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

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 25815$$

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

$$K_3 = \frac{10030,1}{25815} \cdot 100 = 38,85$$

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

РДУК-2-200/105.

**ГРП №1** – регулятор РДУК-2-100/70

Расчетный расход газа – 1505,5 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 102 кПа, абсолютное давление газа на входе 204 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/204=0,52$

$\varphi =0,47$ .

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 204 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 2715$$

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

$$K_3 = \frac{1505,5}{2715} \cdot 100 = 55,44$$

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

**ГРП №2** – регулятор РДУК-2-100/50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 415 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 212 кПа, абсолютное давление газа на входе 314 кПа.

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

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/314=0,34$

$\varphi =0,43$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-

2-100/50 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,43 \cdot 0,42 \cdot 314 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 2031$$

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

$$K_3 = \frac{415,0}{2031} \cdot 100 = 20,43$$

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

**ГРП №3** – регулятор РДУК-2-100/50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 903 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 212 кПа, абсолютное давление газа на входе 314 кПа.

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

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/314=0,34$

$\varphi=0,43$ .

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,43 \cdot 0,42 \cdot 314 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 2031$$

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

$$K_3 = \frac{903}{2031} \cdot 100 = 44,45$$

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

РДУК-2-100/50.

**ГРП №4** – регулятор РДУК-2-100/50

Требуемая пропускная способность ГРУ – 580 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 64 кПа, абсолютное давление газа на входе 165 кПа.

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

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/165=0,64$

$\varphi =0,46$ .

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,46 \cdot 0,42 \cdot 165 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 1153$$

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

$$K_3 = \frac{580}{1153} \cdot 100 = 50,36$$

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

**ГРП №5** – регулятор РДУК-2-100/70

Требуемая пропускная способность ГРУ – 993 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 64 кПа, абсолютное давление газа на входе 165 кПа.

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

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/165=0,64$

$\varphi =0,46$ .

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,46 \cdot 0,4 \cdot 165 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 2151$$

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

$$K_3 = \frac{993}{2151} \cdot 100 = 46,17$$

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

**Котельная Прохорова** – регулятор РДУК-2-200/105

Требуемая пропускная способность ГРУ – 2129,4<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 83 кПа, абсолютное давление газа на входе 184 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=121/184=0,66$

$\varphi = 0,46$ .

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,46 \cdot 0,49 \cdot 184 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 6567$$

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

$$K_3 = \frac{2129,4}{6567} \cdot 100 = 32,43$$

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

**Центральная котельная** – регулятор РДУК-2-200/105

Требуемая пропускная способность ГРУ – 3504 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 205 кПа, абсолютное давление газа на входе 307 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Плотность газа – 0,759 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=121/307=0,4$

$\varphi =0,45$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2-200/105 рассчитывается по формуле (61) и составляет:

$$Q_{max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,45 \cdot 0,49 \cdot 307 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,759}} = 10738$$

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

$$K_3 = \frac{3504}{10738} \cdot 100 = 32,63$$

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация города Заозерный, Красноярский край, расход газа 33858,7 тыс. м<sup>3</sup>/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, одну комбинированную сеть, состоящую из 5 колец и тупиковых частей, низкого давления и одной тупиковой сети низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,001%; подобрано оборудование ГРП и ГРС.

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

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



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.
2. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб. - М.: Госстрой, 2004.
3. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. - М.: Госстрой, 2004.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - 5-е изд., стереотип. - Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.
5. Комина, Г. П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 - теплогазоснабжение и вентиляция/ Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010.
6. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
7. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
8. Колосов А.И. Моделирование потокораспределения на этапе развития структуры городских систем газоснабжения/ А.И. Колосов, М.Я. Панов, В.Г. Стогней/ Вестник ВГТУ. 2013. №3-1. с. 56-62.
9. Авласевич А.И. Гидравлический расчет внутренних газопроводов из медных труб/ А.И.Авласевич, И.Б. Оленев// Фундаментальные исследования. 2017. №9 (Ч.1). с.9-13
10. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
11. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. // Газо
12. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
13. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных

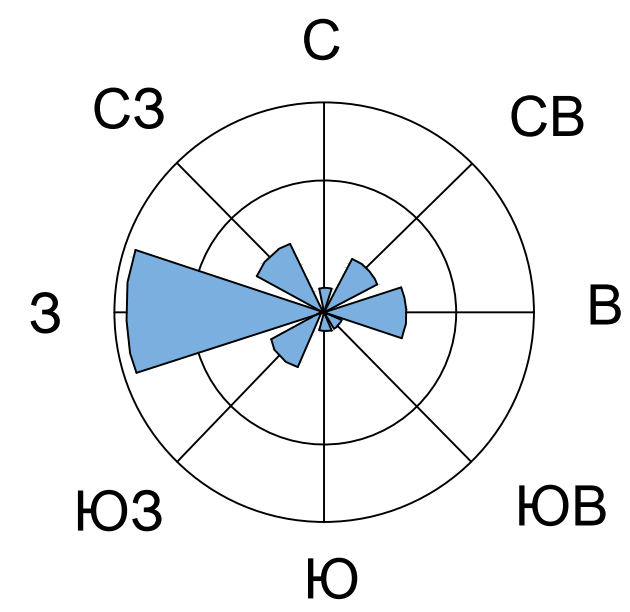
газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

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

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

# Генплан



ГРС



### Условные обозначения и изображения:

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Территория частного сектора
- Территория многоквартирной застройки
- Территория промышленных предприятий
- 1 Проектируемый ГРП
- 43** Номер квартала
- 180,6** расход газа по кварталам, м<sup>3</sup>/ч
- ГРС Газораспределительная станция
- ☀ Отопительная котельная
- Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17 мм; толщина стенки трубы, мм

### Метеорологические характеристики города Заозерный:

- расположен в Красноярском крае;
- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий  $t_{вн} = 22^{\circ}\text{C}$
- расчетная наружная температура для проектирования отопления  $t_{p,от} = -40^{\circ}\text{C}$
- расчетная наружная температура для проектирования вентиляции  $t_{p,в} = -40^{\circ}\text{C}$
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период  $t_{ср} = -7,6^{\circ}\text{C}$
- продолжительность отопительного периода  $n = 254$  дня

					<b>БР-08.01.03.05-2021-ГС</b>			
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм/Коп.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Зайцев					у	1	6
Проверил	Оленёв				Генплан г. Заозерный М1:8000	ИСЗИС		
Н. контр.	Оленёв							
Зав. каф.	Матюшенко							



Схема низкого давления сети №1

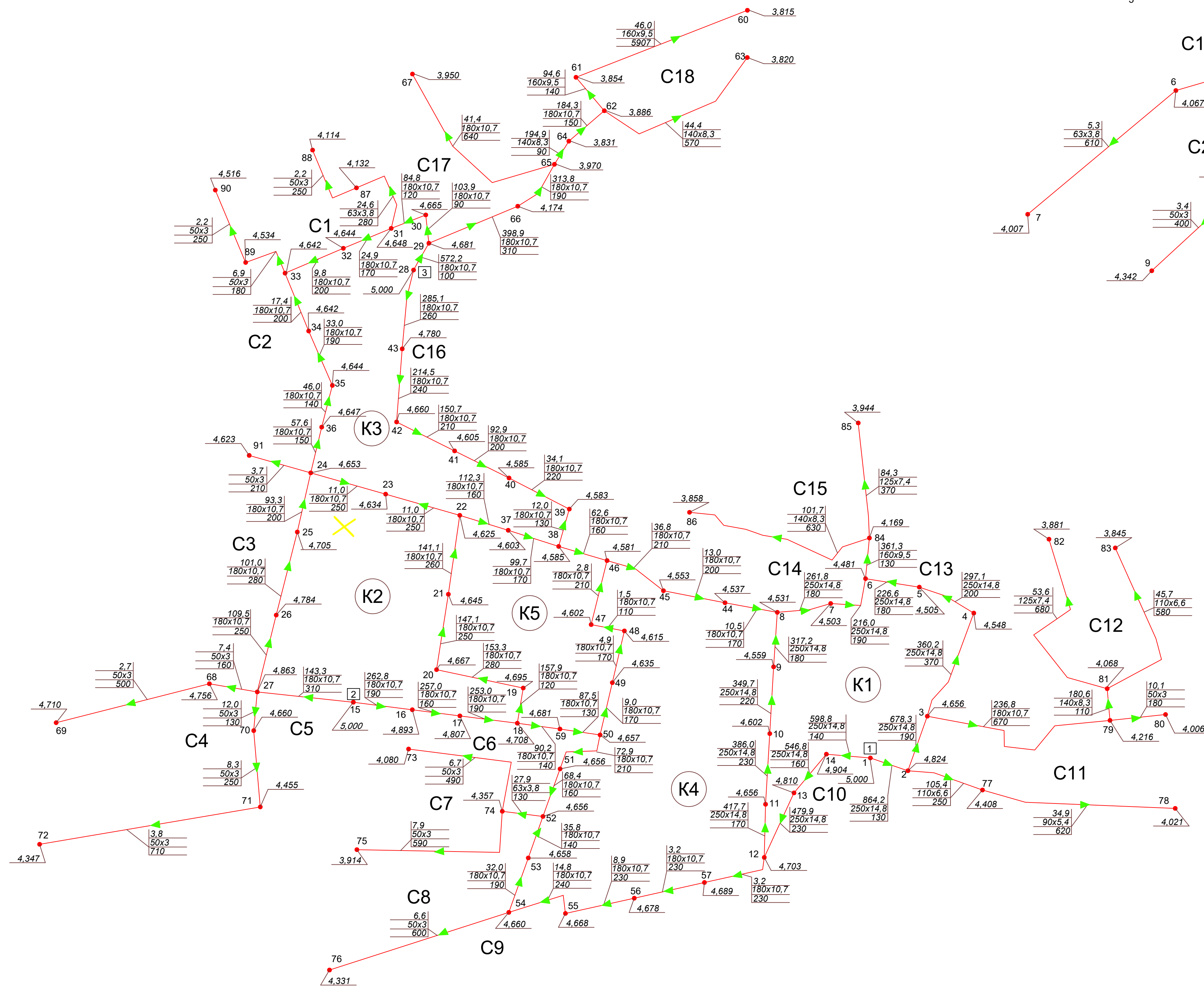
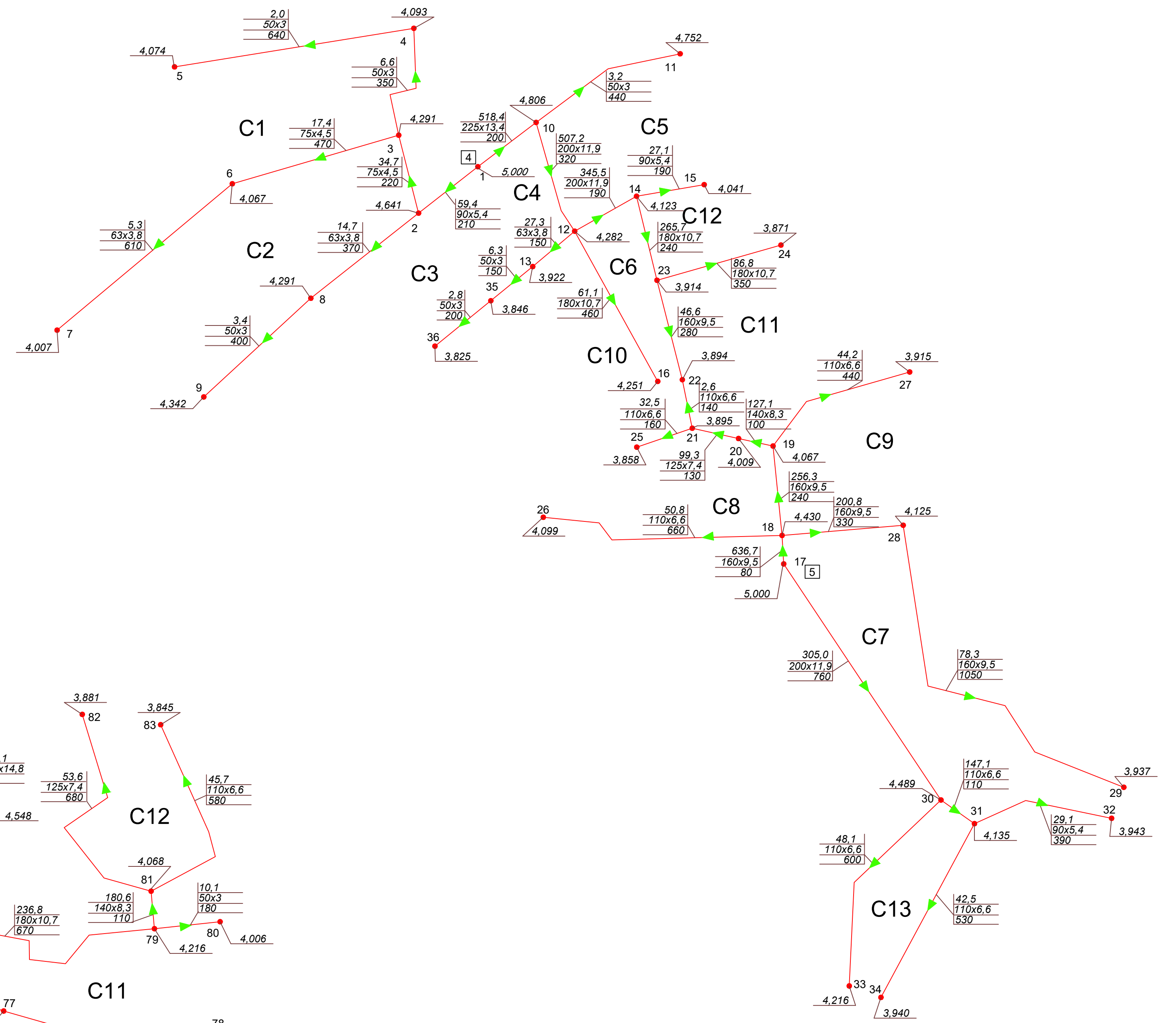


Схема низкого давления сети №2



Условные обозначения и изображения:

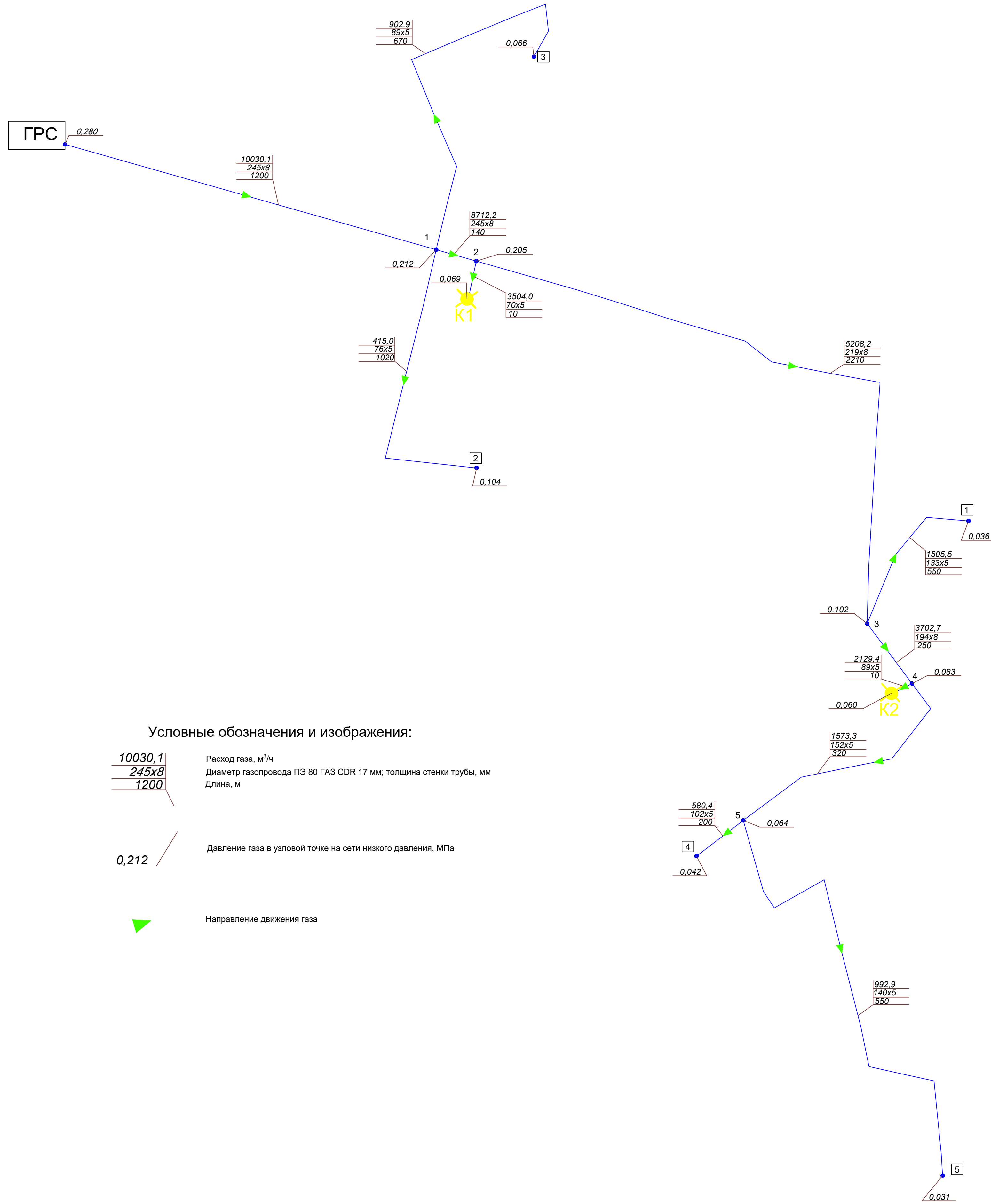
$\frac{27,1}{90 \times 5,4}{190}$  Расход газа, м<sup>3</sup>/ч  
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 17 мм; толщина стенки трубы, мм  
 Длина, м

5,000 Давление газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа

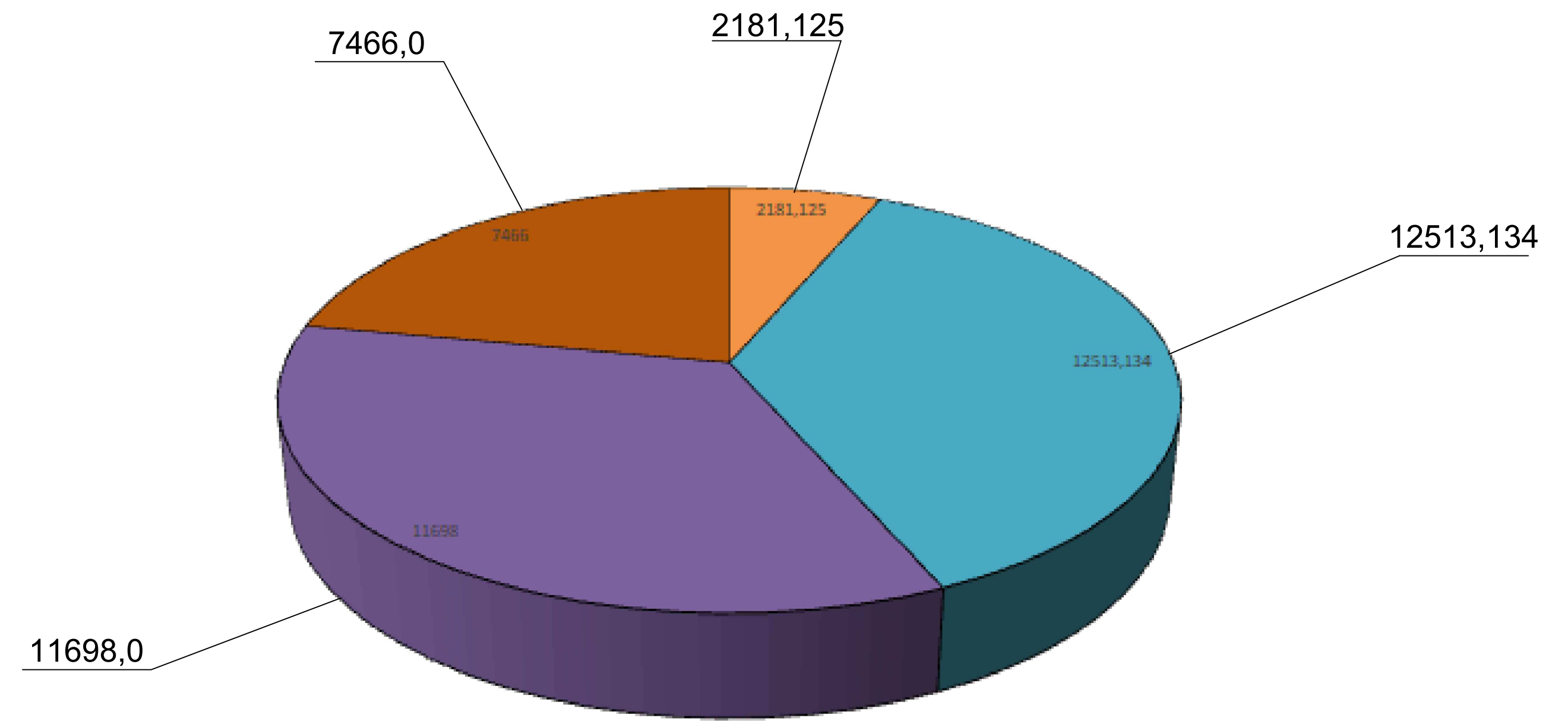
▶ Направление движения газа

БР-08.01.03.05-2021-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм/Коп.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Разраб.	Зайцев				
Проверил	Опенёв				
Разработка схемы газоснабжения в г. Заводный				Стадия	Лист
				У	2
					6
Н. контр.	Опенёв	Схема сетей низкого давления М1:8000			ИСЗИС
Зав. каф.	Матюшенко				

### Схема сети среднего давления



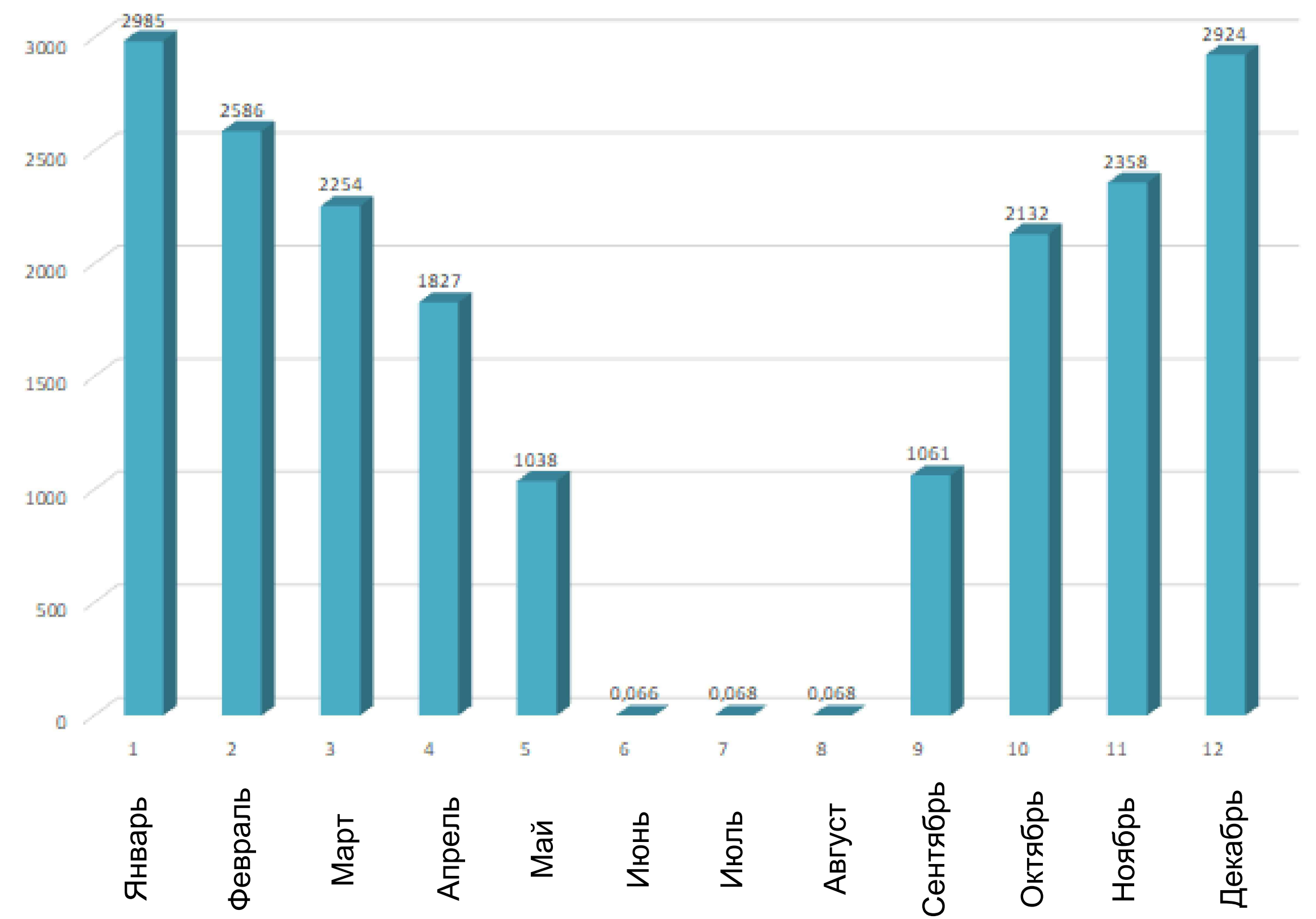
### Расход газа по видам потребления, тыс. м<sup>3</sup>/год



#### Условные обозначения:

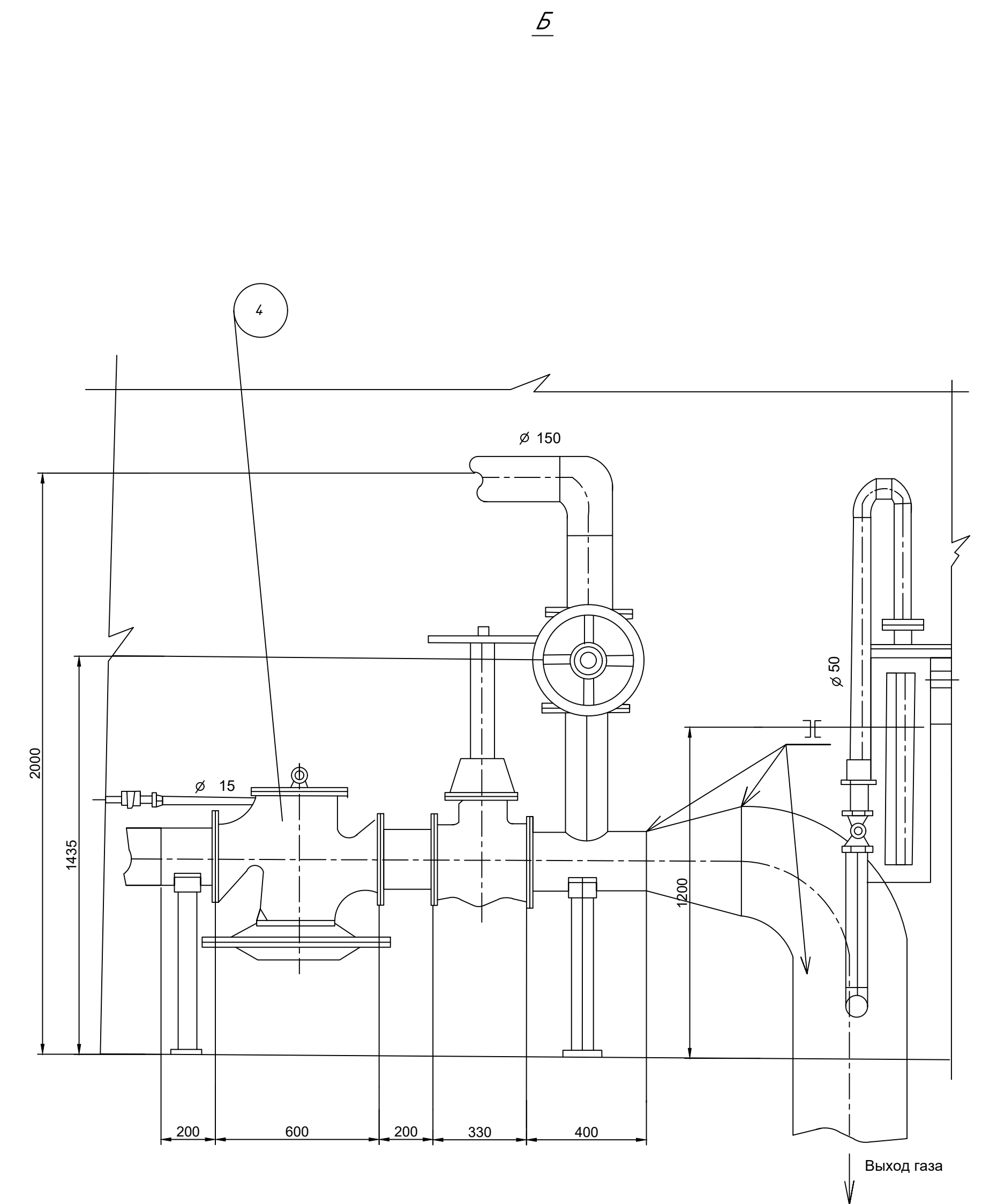
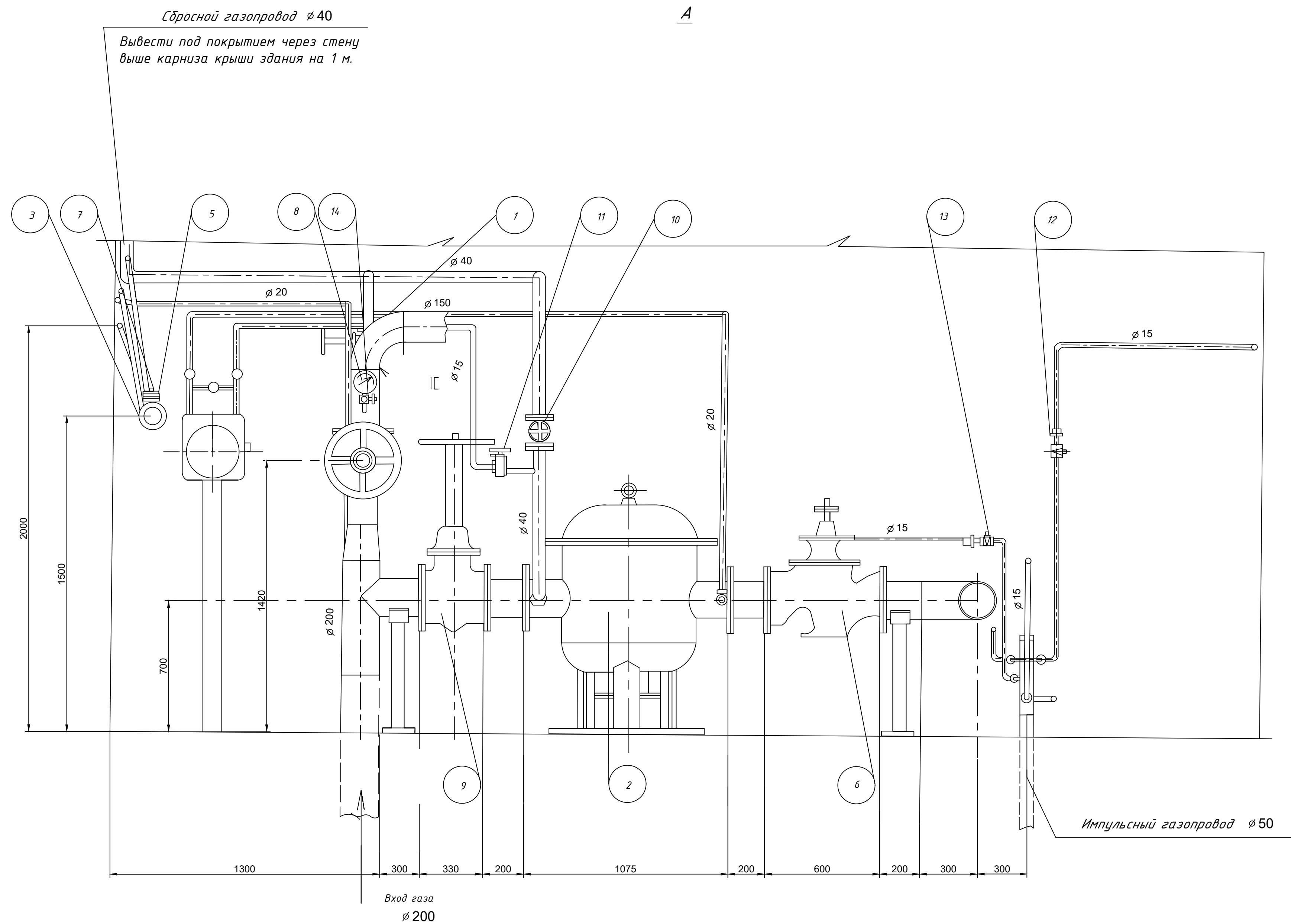


### Расход газа по месяцам года, тыс. м<sup>3</sup>/год



					БР-08.01.03.05-2021-ГС		
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм/Кол.уч.	Лист	Недок	Подпись	Дата	Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный		
Разраб.	Зайцев				Стадия	Лист	Листов
Проверил	Опенёв				У	3	6
Н. контр.	Опенёв				Графики расхода газа; Схема сети среднего давления М1:8000		ИСЗИС
Зав. каф.	Матюшенко						

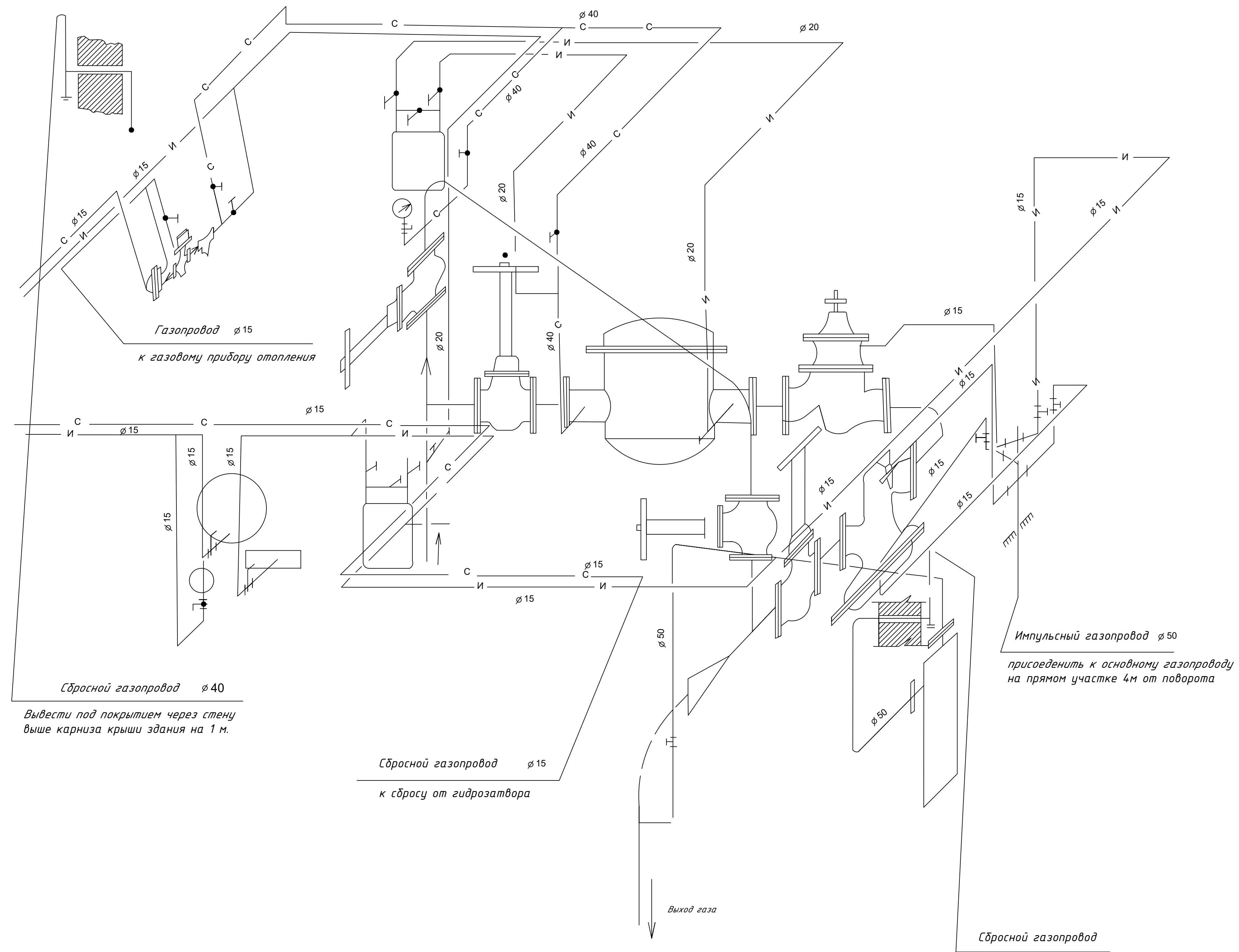
### Разрез А, Б газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2-200



						БР-08.01.03.05-2021-ГС				
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм/Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Зайцев				Разрез А, Б, газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2-200			У	4	6
Проверил	Опенёв							ИСЗИС		
Н. контр.	Опенёв									
Зав. каф.	Матюшенко									



### Схема газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2-200



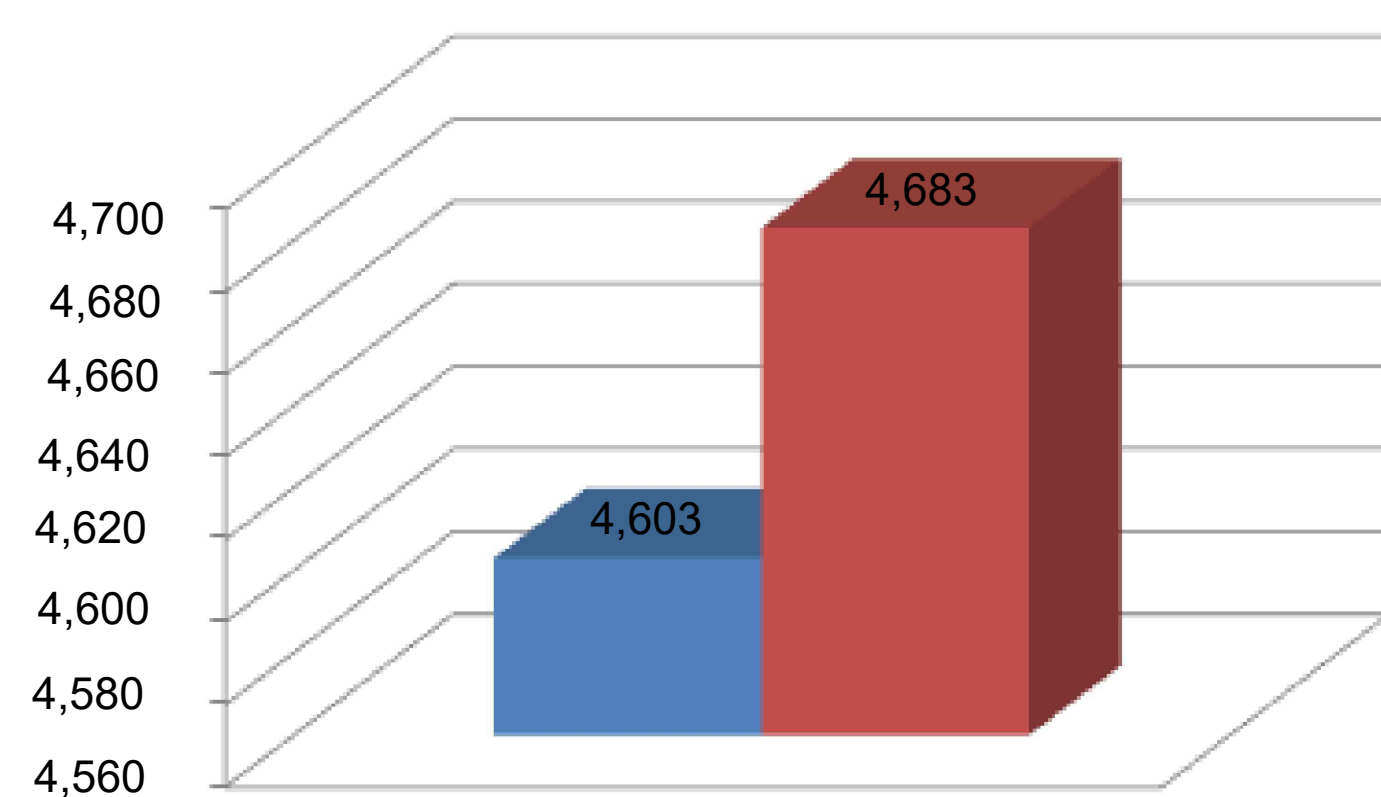
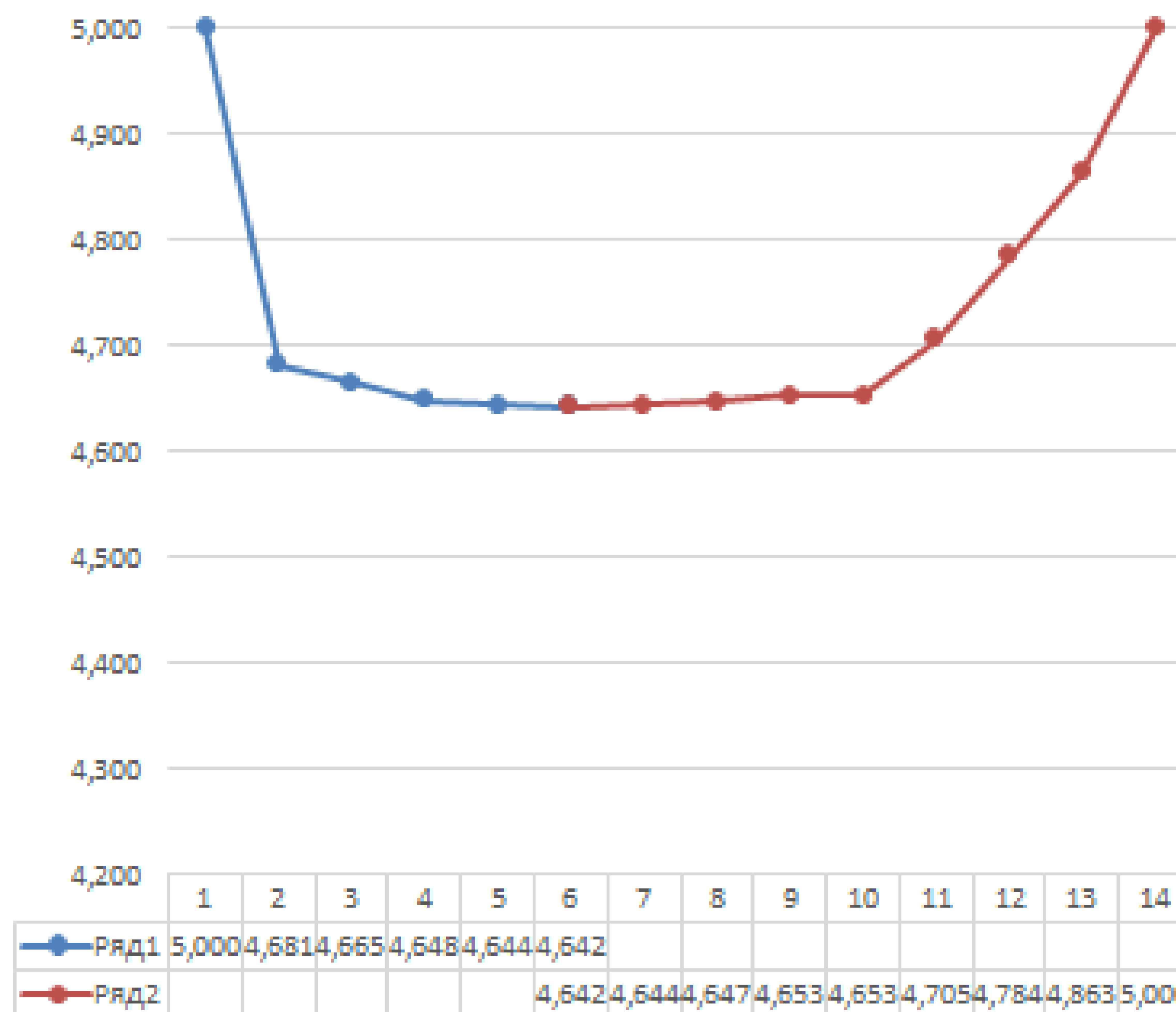
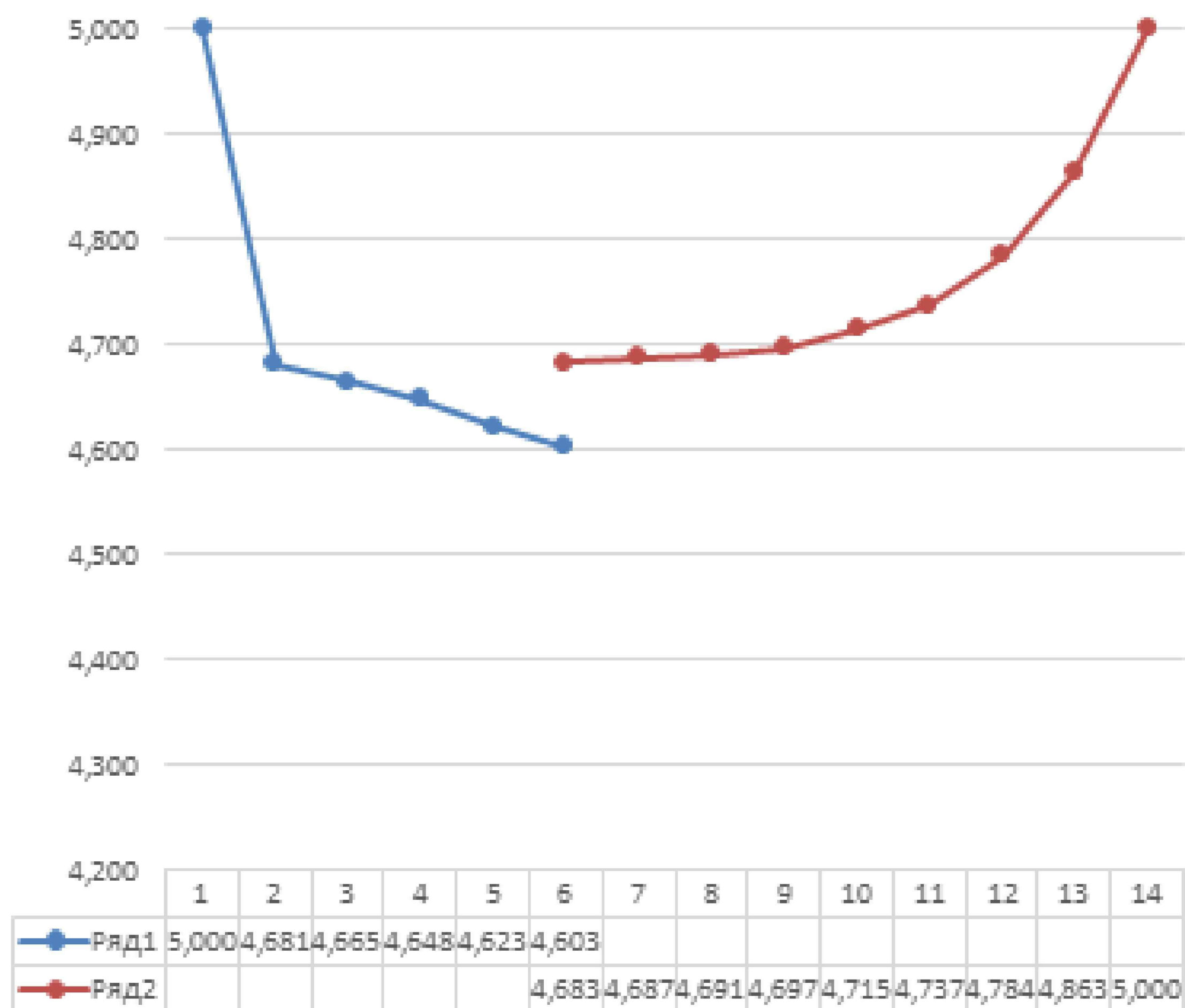
#### Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК 2/200

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

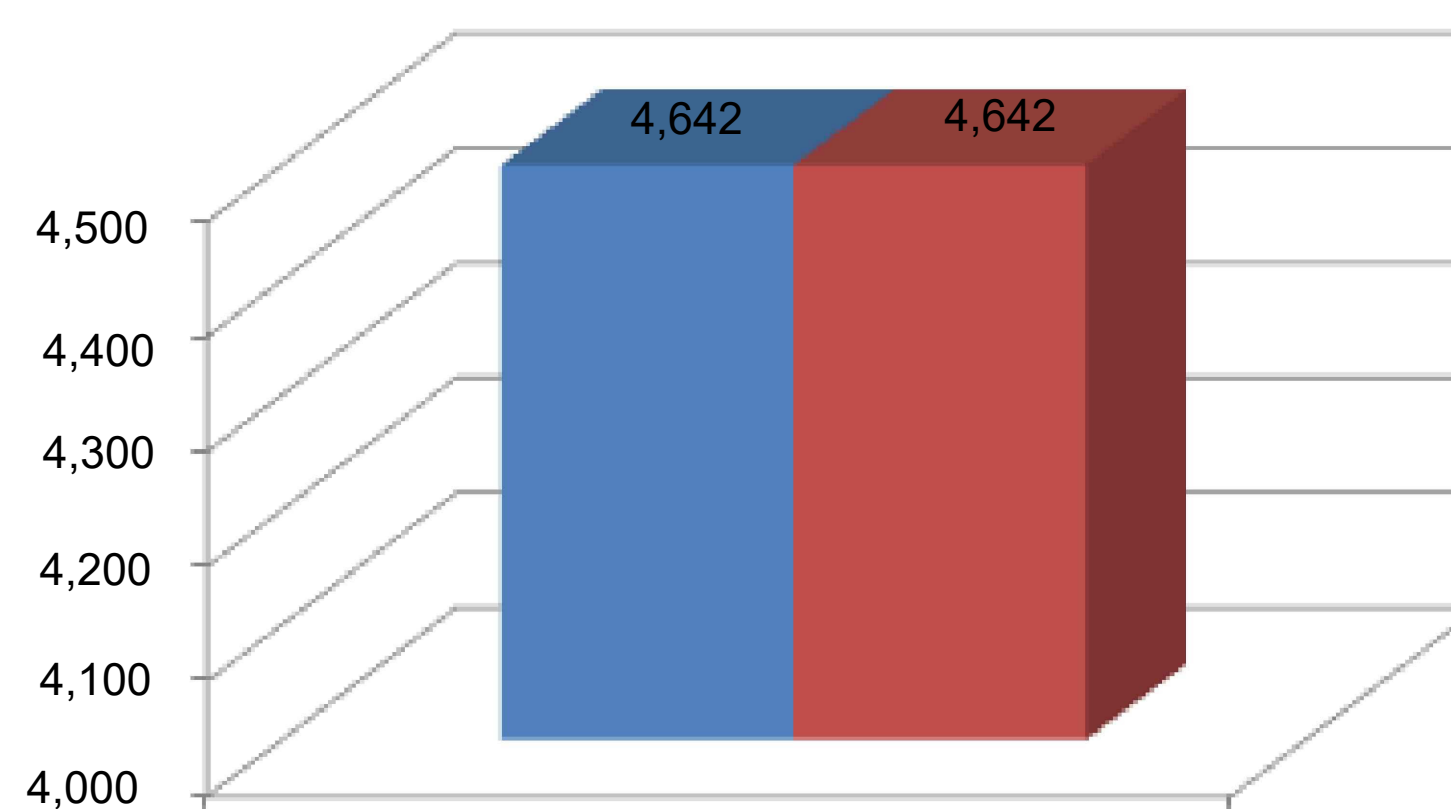
					БР-08.01.03.05-2021-ГС			
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм/Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Зайцев					У	5	6
Проверил	Опенёв							
Н. контр.	Опенёв				Схема газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2-200			ИСЗИС
Зав. каф.	Матюшенко							

Результаты предварительного моделирования увязки давлений в узловой точке №33

Результаты окончательного моделирования увязки давлений в узловой точке №33 с учетом изменения производительности сетевых ГРП



Невязка 80 Па



Невязка менее 1 Па

Результаты увязки давлений в узловых точках

Узловые точки	Участок до узловой точки			Участок после узловой точки	
	Номер	Давление газа в конце участка, кПа	Расход газа в конце участка, м <sup>3</sup> /ч	Номер	Расход газа в начале участка, м <sup>3</sup> /ч
8	8-9	4,531	238,1	7-8	276,5
	8-44	4,531	38,4		
		$\Delta P=0$	$\Sigma=276,5$		
33	32-33	4,642	12,3	33-89	9,3
	33-34	4,642	-3,0		
		$\Delta P=0$	$\Sigma =9,3$		

БР-08.01.03.05-2021-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подпись	Дата
Разраб.	Зайцев				
Проверил	Опенёв				
Н. контр.	Опенёв				
Зав. каф.	Матюшенко				
Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный				Стадия	Лист
				У	6
Результаты математического моделирования увязки давлений в узловых точках				Листов	
				6	
				ИСЗИС	




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

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
  
А.И. Матюшенко  
подпись                      инициалы, фамилия

« 21 » 06 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Разработка схемы газоснабжения в г. Заозерный

тема

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.В. Зайцев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2021