



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Газоснабжение жилой зоны пгт Тисуль» содержит: 77 страниц, 21 таблицу, 47 формул, 5 листов графического материала.

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

Объект проектирования – пгт Тисуль (Кемеровская область).  
Численность населения 7500 человек.

Цели работы:

- разработать схему газоснабжения пгт Тисуль, для обеспечения населения газом и решения экологических аспектов;
- выполнить один из вариантов распределительных систем газоснабжения;
- подобрать газовое оборудование для устойчивой работы системы газоснабжения.

Выполнен расчет потребления газа как в целом по поселку, так и в отдельности по различным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002.

В результате проведенной работы были разработаны схемы сетей низкого и среднего давления и произведен подбор основного оборудования для газификации поселка.

## СОДЕРЖАНИЕ

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.....	9
1.4 Расчет потребления газа котельными города.....	19
1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населённого пункта.....	20
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населённого пункта.....	21
1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	22
1.8 Трассировка газовых сетей в городе.....	22
1.9 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления.....	23
1.10 Гидравлический расчёт сети среднего давления.....	61
1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок....	64
2. Техника и технология монтажно-заготовительных и строительных работ..	71
2.1. Конструктивная характеристика санитарно-технических систем.....	71
2.2. Монтаж подземного газопровода.....	71
2.2.1. Подготовительные работы.....	71
2.2.2. Разбивка трассы газопровода.....	72
2.2.3. Земляные работы.....	72
2.2.4. Сборка и сварка труб в звенья.....	73
2.3. Монтаж трубопроводов.....	74
2.4. Предварительное испытание газопровода.....	74
2.5. Окончательное испытание газопровода.....	75
2.6. Благоустройство трассы.....	75
Заключение.....	76
Список использованных источников.....	77

## ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность является одной из активно развивающихся отраслей народного хозяйства, это обусловлено ростом газопотребления, а также газификацией новых городов и населенных пунктов.

Совершенствование и автоматизация технологических процессов приводят к необходимости повысить качество теплоносителей, по сравнению с другими видами топлива, этим требованиям удовлетворяет природный газ.

В бакалаврской работе представлены материалы по газификации посёлка городского типа Тисуль, Тисульского района Кемеровской области, численность населения посёлка составляет 7500 человек. Газифицировать пгт Тисуль предполагается природным газом.

Технические решения, представленные в работе, позволяют газифицировать пгт Тисуль на современном технологическом уровне, решая задачи газоснабжения населения, кроме этого, поддерживая экологический баланс.

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

## 1 Газоснабжение

### 1.1 Общие сведения о газификации села

Поселок городского типа Тисуль расположен в Тисульском районе Кемеровской области. Численность населения 7500 человек.

В поселке расположено восемь котельных по адресам:

- котельная №1 ООО «Ресурс-гарант» ул. Заводская 10а;
- котельная №2 ООО «Ресурс-гарант» ул. Октябрьская 1а;
- котельная №6 ООО «Ресурс-гарант» ул. Гагарина 13а;
- котельная №9 ООО «Ресурс-гарант» ул. Ленина 33а;
- котельная №19 ООО «Ресурс-гарант» ул. Пушкина 14а;
- котельная №3 ООО «ТЭК» ул. Фрунзе 26а;
- котельная №4 ООО «ТЭК» ул. Солнечная 34а;
- котельная №21 МУЗ «ЦРБ» ул. Октябрьская 20а.

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

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$  [14];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -39^{\circ}\text{C}$  [14];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -39^{\circ}\text{C}$  [14];
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон,  $t_{CP.O} = -8^{\circ}\text{C}$  [14];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 227$  суток [14].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1 (ситуационный план лист 1 графическая часть).

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	6120	
2	250	4500	
3	250	4500	
4	320	5760	
5	250	4500	
6	250	4500	
7	190	3420	
8	210	3780	
9	210	3780	
10	540		ОВ и ГВС от котельной №9 ООО «Ресурс-гарант»
11	210	3780	
12	220	3960	
13	190	3420	
14	190	3420	
15	200	3600	
16	180	3240	
17	180	3240	
18	190	3420	
19	180	3240	
20	180	3240	
21	170	3060	
22	170	3060	
23	170	3060	
24	190	3420	
25	190	3420	
26	230	4140	
27	230	4140	
28	230	4140	
29	190	3420	
30	250	4500	
31	180	3240	
32	200	3600	
33	190	3420	
34	180	3240	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая тепловая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная №1 ООО «Ресурс-гарант»	ул. Заводская 10а	4,5	12894
2	Котельная №2 ООО «Ресурс-гарант»	ул. Октябрьская 1а	2	4352
3	Котельная №6 ООО «Ресурс-гарант»	ул. Гагарина 13а	1,2	3695
4	Котельная №9 ООО «Ресурс-гарант»	ул. Ленина 33а	1,19	2993
5	Котельная №19 ООО «Ресурс-гарант»	ул. Пушкина 14а	1,2	4481
6	Котельная №3 ООО «ТЭК»	ул. Фрунзе 26а	1,035	1012
7	Котельная №4 ООО «ТЭК»	ул. Солнечная 34а	0,43	520
8	Котельная №21 МУЗ «ЦРБ»	ул. Октябрьская 20а	0,76	1806

## 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

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

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

$Q_{H_i}^P$  - низшая теплота сгорания  $i$ -го компонента газа, кДж/м<sup>3</sup>, принимается по [4, таблица 1.3].

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

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

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

$\rho_i$  - плотность сгорания  $i$ -го компонента газа, кг/м<sup>3</sup>, принимается по [4, таблица 1.2].

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

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

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

$\rho_{\Gamma}$  - плотность газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле (2).

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

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

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

Согласно исходным данным природный газ без учета  $CH_4$  включает следующие компоненты:  $C_2H_6=2,5\%$ ,  $C_3H_8=1,0\%$ ,  $C_4H_{10}=0,5\%$ ,  $C_5H_{12}=0,2\%$ ,  $N_2=2,0\%$ ,  $CO_2=1,0\%$ . Количество метана, содержащегося в газе, составляет 92,8%.

Низшая теплота сгорания природного газа определяется по формуле (1) и составляет

$$Q_H^P = \frac{92,8 \cdot 35840 + 2,5 \cdot 1,3566 + 1 \cdot 2,019 + 0,5 \cdot 2,703}{100} + \\ + \frac{0,2 \cdot 3,221 + 2 \cdot 1,2505 + 1 \cdot 1,9768}{100} = 36700 \text{ кДж/м}^3$$



Плотность природного газа определяется по формуле (2) и составляет

$$\rho_{\Gamma} = \frac{92,8 \cdot 0,7168 + 2,5 \cdot 1,3566 + 1 \cdot 2,019 + 0,5 \cdot 2,703}{100} + \frac{0,2 \cdot 3,221 + 2 \cdot 1,2505 + 1 \cdot 1,9768}{100} = 0,784 \text{ кг/м}^3$$

Динамическая вязкость природного газа определяется по формуле (4) и составляет

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

Кинематическая вязкость природного газа составляет

$$\nu_{\Gamma} = 0,0000107 / 0,784 = 0,0000137 \text{ м}^2/\text{с}.$$

### 1.3 Расчет потребления природного газа населением

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

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год.

Годовой расход газа, потребляемый жилыми зданиями, тыс. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-6}, \text{ тыс. м}^3/\text{год} \quad (5)$$

где  $N$  – количество потребителей, чел;

$\delta$  – потребление газа в жилых квартирах, %;

$Q$  – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [7, приложение 5];

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

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

$$Q_{\text{о.в.}} = \left[ 24 + (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_o \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-6}, \text{ тыс. м}^3/\text{год} \quad (6)$$

где  $K$ ,  $K_1$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равным 0,25 и 0,4;

$t_{BH}$ ,  $t_{P.O}$ ,  $t_{P.B}$ ,  $t_{CP.O}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч,

$g$  – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [7, приложение 4];

$F$  – жилая площадь отапливаемых зданий, м<sup>2</sup>;

$n_o$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$\eta_o$  – КПД отопительной системы принимается 0,8;

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

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

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

где  $Q_{\text{год}}^j$  – годовой расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [7, приложение 4].

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

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

где  $Q_{\text{год}}$  – годовой расход газа на отопление, тыс. м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле

$$m_{\text{о.в.}} = n_0 \cdot \left[ 24 + (1 + K) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}} \right], \text{ ч/год} \quad (9)$$

где  $n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$K$  и  $K_1$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4;

$t_{ВН}$ ,  $t_{P.O.}$ ,  $t_{P.B.}$ ,  $t_{CP.O}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч.

Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^p=36700$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [7, приложение 5].

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 и горячей воды	10000	272,5	92,643
2	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
3	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
4	320	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	87,193
5	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
6	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
7	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
8	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
9	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
10	540	Приготовление пищи	4100	111,7	60,327
11	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	57,221
12	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	59,946
13	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771

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>	
14	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
15	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,946
16	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
17	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
18	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
19	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
20	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
21	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,322
22	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,322
23	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	46,322
24	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
25	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
26	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	62,670
27	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	62,670
28	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	62,670
29	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
30	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	68,120
31	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046
32	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	54,496
33	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	51,771
34	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	49,046

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^p = 36700$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [7, приложение 5].

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [7, приложение 4].

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	92,643	1800	51,5
2	68,120	1800	37,8
3	68,120	1800	37,8
4	87,193	1800	48,4
5	68,120	1800	37,8
6	68,120	1800	37,8
7	51,771	1800	28,8
8	57,221	1800	31,8
9	57,221	1800	31,8
10	60,327	1800	33,5
11	57,221	1800	31,8
12	59,946	1800	33,3
13	51,771	1800	28,8
14	51,771	1800	28,8
15	54,496	1800	30,3
16	49,046	1800	27,2
17	49,046	1800	27,2
18	51,771	1800	28,8
19	49,046	1800	27,2
20	49,046	1800	27,2
21	46,322	1800	25,7
22	46,322	1800	25,7
23	46,322	1800	25,7
24	51,771	1800	28,8
25	51,771	1800	28,8
26	62,670	1800	34,8
27	62,670	1800	34,8
28	62,670	1800	34,8
29	51,771	1800	28,8
30	68,120	1800	37,8
31	49,046	1800	27,2
32	54,496	1800	30,3
33	51,771	1800	28,8
34	49,046	1800	27,2

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

Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^p = 36700$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2.

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
1	6120	502,132
2	4500	369,215
3	4500	369,215
4	5760	472,595
5	4500	369,215
6	4500	369,215
7	3420	280,603
8	3780	310,141
9	3780	310,141
11	3780	310,141
12	3960	324,909
13	3420	280,603
14	3420	280,603
15	3600	295,372
16	3240	265,835
17	3240	265,835
18	3420	280,603
19	3240	265,835
20	3240	265,835
21	3060	251,066
22	3060	251,066
23	3060	251,066
24	3420	280,603
25	3420	280,603
26	4140	339,678
27	4140	339,678
28	4140	339,678
29	3420	280,603
30	4500	369,215
31	3240	265,835
32	3600	295,372
33	3420	280,603
34	3240	265,835

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 6. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^p = 36700$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле (9) и составляет

$$m_{O.B.} = 227 \cdot \left[ 24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{22 - (-8)}{22 - (-39)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot \frac{22 - (-8)}{22 - (-39)} \right] = 3617 \text{ ч/год}$$

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	502,132	3617	138,8
2	369,215	3617	102,1
3	369,215	3617	102,1
4	472,595	3617	130,7
5	369,215	3617	102,1
6	369,215	3617	102,1
7	280,603	3617	77,6
8	310,141	3617	85,7
9	310,141	3617	85,7
11	310,141	3617	85,7
12	324,909	3617	89,8
13	280,603	3617	77,6
14	280,603	3617	77,6
15	295,372	3617	81,7
16	265,835	3617	73,5
17	265,835	3617	73,5
18	280,603	3617	77,6
19	265,835	3617	73,5
20	265,835	3617	73,5
21	251,066	3617	69,4
22	251,066	3617	69,4
23	251,066	3617	69,4
24	280,603	3617	77,6
25	280,603	3617	77,6
26	339,678	3617	93,9
27	339,678	3617	93,9
28	339,678	3617	93,9
29	280,603	3617	77,6
30	369,215	3617	102,1
31	265,835	3617	73,5



Окончание таблицы 6– Расчет часового расхода газа на нужды отопления жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
32	295,372	3617	81,7
33	280,603	3617	77,6
34	265,835	3617	73,5

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в поселке городского типа Тисуль сведен в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в пгт Тисуль

Номер квартала	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	92,643	502,132	594,775
2	68,120	369,215	437,335
3	68,120	369,215	437,335
4	87,193	472,595	559,788
5	68,120	369,215	437,335
6	68,120	369,215	437,335
7	51,771	280,603	332,374
8	57,221	310,141	367,362
9	57,221	310,141	367,362
10	60,327	-	60,327
11	51,221	310,141	367,362
12	59,946	324,909	384,855
13	51,771	280,603	332,374
14	51,771	280,603	332,374
15	54,496	295,372	349,868
16	49,046	265,835	314,881
17	49,046	265,835	314,881
18	51,771	280,603	332,374
19	49,046	265,835	314,881
20	49,046	265,835	314,881
21	46,322	251,066	297,388
22	46,322	251,066	297,388
23	46,322	251,066	297,388
24	51,771	280,603	332,374
25	51,771	280,603	332,374
26	62,670	339,678	402,348
27	62,670	339,678	402,348

Окончание таблицы 7– Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в пгт Тисуль

Номер квартала	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
28	62,670	339,678	402,348
29	51,771	280,603	332,374
30	68,120	369,215	437,335
31	49,046	265,835	314,881
32	54,496	295,372	349,868
33	51,771	280,603	332,374
34	49,046	265,835	314,881
Итого	1956,784	10278,944	12235,728

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в поселке городского типа Тисуль сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в пгт Тисуль

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	51,5	138,8	190,3
2	37,8	102,1	139,9
3	37,8	102,1	139,9
4	48,4	130,7	179,1
5	37,8	102,1	139,9
6	37,8	102,1	139,9
7	28,8	77,6	106,4
8	31,8	85,7	117,5
9	31,8	85,7	117,5
10	33,5	-	33,5
11	31,8	85,7	117,5
12	33,3	89,8	123,1
13	28,8	77,6	106,4
14	28,8	77,6	106,4
15	30,3	81,7	112,0
16	27,2	73,5	100,7
17	27,2	73,5	100,7
18	28,8	77,6	106,4
19	27,2	73,5	100,7
20	27,2	73,5	100,7
21	25,7	69,4	95,1

Окончание таблицы 8– Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в пгт Тисуль

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
22	25,7	69,4	95,1
23	25,7	69,4	95,1
24	28,8	77,6	106,4
25	28,8	77,6	106,4
26	34,8	93,9	128,7
27	34,8	93,9	128,7
28	34,8	93,9	128,7
29	28,8	77,6	106,4
30	37,8	102,1	19,9
31	27,2	73,5	100,7
32	30,3	81,7	112,0
33	28,8	77,6	106,4
34	27,2	73,5	100,7
Итого	1086,800	2842,000	3928,800

#### 1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в котельной, расположенной в поселке.

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

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

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания  $Q_{\text{H}}^{\text{P}}=36700$  кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котельной		КПД, %	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная №1 ООО «Ресурс-гарант»	4,5	12894	80	641,7	1838,835
Котельная №2 ООО «Ресурс-гарант»	2	4352	80	285,2	620,564
Котельная №6 ООО «Ресурс-гарант»	1,2	3695	80	171,1	526,880
Котельная №9 ООО «Ресурс-гарант»	1,19	2993	80	169,7	426,826
Котельная №19 ООО «Ресурс-гарант»	1,2	4481	80	171,1	639,077
Котельная №3 ООО «ТЭК»	1,035	1012	80	147,6	144,273
Котельная №4 ООО «ТЭК»	0,43	520	80	61,3	74,198
Котельная №21 МУЗ «ЦРБ»	0,76	1806	80	108,4	257,482
Всего				1756,1	4528,135

Для газоснабжения котельных поселка городского типа Тисуль требуется 4528,135 тыс.м<sup>3</sup>/год газа.

## 1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

Согласно расчетам, для газоснабжения поселка городского типа Тисуль требуется 12235,728 тыс. м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 3928,800 м<sup>3</sup>/ч; расход газа на нужды отопления и вентиляции

10278,944 тыс. м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 2842 м<sup>3</sup>/ч.

Расход газа на коммунально-бытовые нужды 1956,784 тыс. м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 1086,800 м<sup>3</sup>/ч.

Для газоснабжения котельных требуется 2548,135 тыс. м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 1756,1 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет суммарного расхода газа сведен в таблицу 10.

Таблица 10 – Суммарный расход газа

Наименование абонента	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расход газа тыс. м <sup>3</sup> /год
Котельная №1 ООО "Ресурс-гарант"	641,7	1838,835
Котельная №2 ООО "Ресурс-гарант"	285,2	620,564
Котельная №6 ООО "Ресурс-гарант"	171,1	526,880
Котельная №6 ООО "Ресурс-гарант"	169,7	426,826
Котельная №19 ООО "Ресурс-гарант"	171,1	639,077
Котельная №3 ООО "ТЭК"	147,6	144,273
Котельная №4 ООО "ТЭК"	61,3	74,198
Котельная №21 МУЗ "ЦРБ"	108,4	257,482
Население	3928,8	12235,728
Всего	5684,9	16763,863

## 1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

В бакалаврской работе предлагается двухступенчатая система газоснабжения, состоящая из 1 сетей низкого и 1 сети среднего давления.

Сеть среднего давления запроектирована тупиковой, от ГРС, которая предполагается размещается на севере пгт Тисуль. В поселке запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 6 колец и 15 тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Котельная №1 запитана от сети среднего давления. Все остальные котельные запитываются от сети низкого давления.

## **1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП**

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

## **1.8 Трассировка газовых сетей в посёлке**

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

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

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем.

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

Соединение стальных труб в сети среднего давления 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 [7, 17]. 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.

В котельной предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. С учетом планировки пгт Тисуль, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления.

При газификации пгт Тисуль в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления. Тупиковые участки прокладываются аналогично (подземными).

## **1.9 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления**

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

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

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

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

На пятом этапе проводится гидравлический расчет закольцованной части газовой сети, увязываются кольца, определяется давление в узловых точках, для выполнения данного этапа в вкр разработана компьютерную (математическую) 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

$$\Delta p = \Delta p_{TR} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па} \quad (12)$$

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 определяется по формуле

$$w = \frac{V}{F}, \text{ м/с} \quad (13)$$



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

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} \quad (14)$$

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

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho l, \text{ Па} \quad (15)$$

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 (15), используются объемный расход газа, выраженный в м<sup>3</sup>/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (14), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

$$Re = 0,0354 \frac{V}{dv} \quad (16)$$

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:

$$Re \left( \frac{k}{d} \right) < 23 \quad (17)$$

где  $Re$  - число Рейнольдса;

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

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см.

Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности

стенки газопровода, принимаемая равной:

- для новых стальных труб 0,01 см,
- для стальных бывших в эксплуатации - 0,1 см,
- для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см,
- для медных труб - 0,001 см.

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется:

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

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (18)$$

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

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re} \quad (19)$$

- 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 (20) и при  $Re > 100000$  формуле Альтшуля (21)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}} \quad (20)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2} \quad (21)$$

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

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (22)$$

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

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

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P} 100, \% \quad (23)$$

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 (12), потери давления в местных сопротивлениях в распределительных газопроводах большой протяженности принимают равными 10 % от последних независимо от

материала труб. Таким образом, общие потери давления на отдельно взятом участке газовой сети можно охарактеризовать формулой

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_p^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (24)$$

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 (18-22) 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 откорректированный расход 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

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1.75 \sum \frac{\Delta P}{Q_p}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (25)$$

где  $\Delta Q_K^1$  - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

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

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\Sigma((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\Sigma(\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (26)$$

где  $\Delta Q_K$  - 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;

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

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

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\Sigma((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n})}{\Sigma(\Delta P / Q)_i} + \frac{\Sigma((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\Sigma(\Delta P / Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (27)$$

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

$\Delta Q_{K_i}^1$  - 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,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

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

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

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

$$Q_P^{\text{II}} = Q_P + Q_{\text{уч}}, \text{м}^3/\text{ч} \quad (28)$$

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

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

$Q_{\text{уч}}$  - поправочный круговой расход на участке кольца,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

$$Q_{\text{уч}} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{м}^3/\text{ч} \quad (29)$$

где  $Q_{\text{уч}}$  - поправочный круговой расход на участке кольца,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{K_i}$  - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в соседнем кольце,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , для участков, обслуживающих одно кольцо  $Q_{K_n} = 0$ .

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

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

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_p^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см,} \quad (30)$$

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

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м,} \quad (31)$$

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

$$d_K = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см} \quad (32)$$



где  $d_K$  - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

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

$d_P$  - расчетный внутренний диаметр участка, см;

$l$  - длина участка, м.

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

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

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

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

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (33)$$

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

$$Q_{II} = g_{уд} \cdot l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (34)$$

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

$l$  - длина участка, м.

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

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

$$g_{уд} = \frac{Q_i}{l_i}, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (35)$$

где  $Q_i$  - расход газа в питающем контуре (секторе), м<sup>3</sup>/ч;

$l_i$  - длина рассматриваемого контура (сектора), м.

Для определения транзитного расхода газа необходимо учитывать путь движения газа, согласно схемы предварительного распределения потоков.

Транзитный расход газа рассчитывается по формуле

$$Q_{T_i} = \sum(Q_{T_{i+1}} + Q_{П_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (36)$$

где  $Q_{T_i}$  - транзитный расход газа рассматриваемого участка, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

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

Расчет удельного путевого расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (35) и сведен в таблицу 11.

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

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м <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			
Контур №1	21	95,1	201,5	2500	0,0806
	25	106,4			
Контур №2	17	100,7	397,3	2440	0,1628
	18	106,4			
	22	95,1			
	23	95,1			
Контур №3	5	139,9	503,7	4000	0,1259
	6	139,9			
	11	117,5			
	13	106,4			

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

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			
Контур №4	14	106,4	207,1	1460	0,1418
	16	100,7			
Контур №5	7	106,4	251,9	4780	0,0527
	10	33,5			
	15	112			
Контур №6	26	128,7	369,4	3610	0,1023
	27	128,7			
	32	112			
Сектор №1	1	190,3	190,3	3990	0,0477
Сектор №2	2	139,9	139,9	2090	0,0669
Сектор №3	3	139,9	139,9	1710	0,0818
Сектор №4	4	179,1	179,1	3200	0,0560
Сектор №5	8	117,5	117,5	1730	0,0679
Сектор №6	9	117,5	117,5	2690	0,0437
Сектор № 7	24	106,4	106,4	1700	0,0626
Сектор №8	29	106,4	106,4	2010	0,0529
Сектор №9	30	139,9	139,9	1420	0,0985
Сектор №10	28	128,7	128,7	2400	0,0536
Сектор №11	34	100,7	100,7	2780	0,0362
Сектор № 12	33	106,4	106,4	690	0,1542
Сектор № 13	31	100,7	100,7	1090	0,0924
Сектор №14	19	100,7	201,4	1660	0,1213
	20	100,7			
Сектор №15	12	123,1	123,1	1410	0,0873

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (34) и сведен в таблицу 12.

Таблица 12 - Расчет путевого расхода газа

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
1-2	630	Контур №1	0,0806	50,8
2-3	230	Контур №1	0,0806	18,5
3-4	470	Сектор №14	0,1213	57,0
4-5	130	Сектор №14	0,1213	15,8
5-6	380	Контур №4	0,1418	53,9
6-7	170	Контур №4	0,1418	24,1

Продолжение таблицы 12 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
7-8	120	Контур №1, Контур №4	0,0806+0,1418=0,2224	26,7
8-9	160	Контур №1	0,0806	12,9
9-10	400	Контур №1, Контур №2	0,0806+0,1628=0,2434	97,4
10-11	490	Контур №1, Контур №6	0,0806+0,1023=0,1829	89,6
1-11	470	Контур №1, Сектор №13	0,0806+0,0924=0,1730	81,3
12-13	370	Контур №2, Контур №5	0,1628+0,0527=0,2155	79,7
13-14	260	Контур №2, Сектор №7	0,1628+0,0626=0,2254	58,6
14-15	350	Контур №2, Сектор №10	0,1628+0,0536=0,2164	75,8
15-16	250	Контур №2, Контур №6	0,1628+0,1023=0,2651	66,3
10-16	370	Контур №2, Контур №6	0,1628+0,1023=0,2651	98,1
9-17	320	Контур №2	0,1628	52,1
17-18	120	Контур №2	0,1628	19,5
12-21	230	Контур №2, Контур №5	0,0527	12,1
22-23	80	Контур №3	0,1259	10,1
23-24	370	Контур №3, Контур №5	0,1259+0,0527=0,1786	66,1
24-25	360	Контур №3	0,1259	45,3
25-26	330	Контур №3, Контур №4	0,1259+0,1418=0,2677	88,4
5-26	460	Контур №3, Контур №4	0,1259+0,1418=0,2677	123,2
5-27	430	Контур №3, Сектор №14	0,1259+0,1213=0,2472	106,3
27-28	220	Контур №3	0,1259	27,7
28-29	280	Контур №3	0,1259	35,3
29-30	320	Контур №3	0,1259	40,3
30-31	330	Контур №3	0,1259	41,6
31-32	640	Контур №3, Сектор №3	0,1259+0,0818=0,2077	133,0
32-33	90	Контур №3, Сектор №4	0,1259+0,0559=0,1818	16,4
22-33	90	Контур №3	0,1259	11,3
34-35	270	Контур №4, Контур №5	0,0527	14,2
24-35	90	Контур №4, Контур №5	0,0527	4,7
23-36	270	Контур №5	0,0527	14,2
36-37	370	Контур №5	0,0527	19,5
37-38	370	Контур №5	0,0527	19,5
38-39	420	Контур №5, Сектор №5	0,0527+0,0679=0,1206	50,7
39-40	320	Контур №5, Сектор №5	0,0527+0,0679=0,1206	38,6
40-41	240	Контур №5, Сектор №5	0,0527+0,0679=0,1206	28,9
41-42	280	Контур №5, Сектор №6	0,0527+0,0437=0,0964	27,0
42-43	470	Контур №5, Сектор №6	0,0527+0,0437=	45,3
43-44	320	Контур №5, Сектор №7	0,0527+0,0626=0,1153	36,9
13-44	390	Контур №5, Сектор №7	0,0527+0,0626=0,1153	45,0
15-45	300	Контур №6, Сектор №10	0,1023+0,0536=0,1559	46,8
45-46	300	Контур №6, Сектор №10	0,1023+0,0536=0,1559	46,8
46-47	360	Контур №6, Сектор №10	0,1023+0,0536=0,1559	56,1
47-48	450	Контур №6	0,1023	46,0
48-49	500	Контур №6, Сектор №11	0,1023+0,0362=0,1385	69,3

Окончание таблицы 12 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
49-50	220	Контур №6, Сектор №11	0,1023+0,0362=0,1385	30,5
11-50	370	Контур №6, Сектор №13	0,1023+0,0924=0,1947	72,0
51-52	90	Сектор №1	0,0477	4,3
52-53	380	Сектор №1	0,0477	18,1
53-54	360	Сектор №1	0,0477	17,2
54-55	630	Сектор №1	0,0477	30,0
55-56	730	Сектор №1	0,0477	34,8
51-57	670	Сектор №1, Сектор №4	0,0477+0,0559=0,1036	69,5
57-58	630	Сектор №1, Сектор №4	0,0477+0,0559=0,1036	65,3
58-59	500	Сектор №1	0,0477	23,8
53-60	630	Сектор №2	0,0669	42,2
60-61	560	Сектор №2	0,0669	37,5
52-62	770	Сектор №2, Сектор №3	0,0669+0,0818=0,1487	114,5
62-63	130	Сектор №2	0,0669	8,7
32-51	300	Сектор №3, Сектор №4	0,0818+0,0559=0,1377	41,3
33-64	930	Сектор №4	0,0559	52,1
64-65	580	Сектор №4	0,0559	32,5
41-66	800	Сектор №5, Сектор №6	0,0679+0,0437=0,1116	83,7
43-67	480	Сектор №6	0,0437	21,0
67-68	710	Сектор №6	0,0437	31,0
14-69	150	Сектор №7, Сектор №10	0,0626+0,0536=0,1162	17,4
69-70	580	Сектор №7, Сектор №8	0,0626+0,0529=0,1155	67,0
69-71	770	Сектор №8, Сектор №10	0,0529+0,0536=0,1065	82,1
71-72	40	Сектор №8, Сектор №9	0,0529+0,0985=0,1514	6,1
72-73	620	Сектор №8	0,0529	32,8
72-76	640	Сектор №9	0,0985	63,1
71-74	170	Сектор №9, Сектор №10	0,0985+0,0536=0,1521	25,9
74-75	570	Сектор №9	0,0985	56,2
48-77	340	Сектор №11	0,0362	12,3
77-78	910	Сектор №11	0,0362	33,0
50-79	620	Сектор №11, Сектор №12	0,0362+0,1542=0,1904	118,1
79-80	190	Сектор №11	0,0362	6,9
50-81	70	Сектор №12, Сектор №13	0,1542+0,0924=0,2466	17,3
81-82	180	Сектор №13	0,0924	16,6
27-83	630	Сектор №14	0,1213	76,4
28-84	470	Сектор №15	0,0873	41,0
85-86	940	Сектор №15	0,0873	82,1

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (36) и сведен в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	50,8	2-3	410,1
2-3	18,5	3-4	391,6
3-4	57,0	4-5, 4-К6	334,6
4-5	15,8	5-6, 5-27	147,7
5-6	53,9	нет	0
6-7	24,1	нет	0
7-8	26,7	6-7	24,1
8-9	12,9	7-8	50,8
9-10	97,4	8-9, 9-17	137,5
10-11	89,6	9-10, 10-16	333,0
1-11	81,3	10-11, 11-50	1118,6
12-13	79,7	13-14, 13-44	916,6
13-14	58,6	14-15, 14-69	539,3
14-15	75,8	15-16, 15-45	113,1
15-16	66,3	нет	0
10-16	98,1	нет	0
9-17	52,1	17-К21, К(17-К21)	21,7
17-18	19,5	17-К21, К(17-К21)	86,7
18-19	0,0	17-18, 18-К3	253,9
19-20	0,0	18-19, 19-К2	539,1
20-21	0,0	19-20, 20-34	638,1
12-21	12,1	20-21	638,1
22-23	10,1	23-24, 23-36	839,3
23-24	66,1	24-25, 24-35	620,8
24-25	45,3	25-26	485,8
25-26	88,4	5-26	397,5
5-26	123,2	5-6, 5-27	274,3
5-27	106,3	27-28, 27-83	261,8
27-28	27,7	28-29, 28-84	157,6
28-29	35,3	29-30	81,3
29-30	40,3	30-85	41,0
30-31	41,6	30-85	41,0
31-32	133,0	30-31	82,6
32-33	16,4	31-32, 32-51	784,1
22-33	11,3	32-33, 33-64	885,0
20-34	0,0	34-35	99,1
34-35	14,2	35-К9	84,9
24-35	4,7	35-К9	84,9
23-36	14,2	36-37	128,3
36-37	19,5	37-38	108,8

Продолжение таблицы 13 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
37-38	19,5	38-39	89,3
38-39	49,9	39-40	38,6
39-40	38,0	нет	0
40-41	28,5	нет	0
41-42	26,8	40-41, 41-66	112,6
42-43	44,9	41-42	139,6
43-44	36,9	42-43, 43-67	236,9
13-44	45,0	43-44	273,8
15-45	46,8	нет	0
45-46	46,8	нет	0
46-47	56,1	45-46	46,8
47-48	46,0	46-47	102,9
48-49	69,3	47-48, 48-77	194,3
49-50	30,5	48-49, 49-К19	434,6
11-50	72,0	49-50, 50-79, 50-81	623,9
51-52	4,3	52-53, 52-62	303,1
52-53	18,1	53-54, 53-60	161,7
53-54	17,2	54-55	64,9
54-55	30,0	55-56	34,8
55-56	34,8	нет	0
51-57	69,5	57-58, 57-К4	150,5
57-58	65,3	58-59	23,8
58-59	23,8	нет	0
53-60	42,2	60-61	37,5
60-61	37,5	нет	0
52-62	114,5	62-63	8,7
62-63	8,7	нет	0
32-51	41,3	51-52, 51-57	527,3
33-64	52,1	64-65	32,5
64-65	32,5	нет	0
41-66	87,1	нет	0
43-67	20,6	67-68	31,0
67-68	30,4	нет	0
14-69	17,4	69-70, 69-71	333,0
69-70	67,0	нет	0
69-71	82,1	71-72, 71-74	184,0
71-72	6,1	72-73, 72-76	95,9
72-73	32,8	нет	0
72-76	63,1	нет	0



Окончание таблицы 13 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
71-74	25,9	74-75	56,2
74-75	56,2	нет	0
48-77	12,3	77-78	33,0
77-78	33,0	нет	0
50-79	118,1	79-80	6,9
79-80	6,9	нет	0
50-81	17,3	81-82	16,6
81-82	16,6	нет	0
27-83	76,4	нет	0
28-84	41,0	нет	0
30-85	0,0	85-86	82,1
85-86	82,1	нет	0
19-К2			285,2
4-К6			171,1
35-К9			169,7
49-К19			171,1
18-К3			147,6
57-К4			61,3
17-К21			108,4

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

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

$$Q_P = Q_T + k_{II} \cdot Q_{II} + (\pm k_D Q_T), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

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.

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

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

Таблица 14 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_D$	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	50,8	0,55	410,1		438,1
2-3	18,5	0,55	391,6		401,8
3-4	57,0	0,55	334,6		365,9
4-5	15,8	0,55	147,7	0,35	156,4
5-6	53,9	0,55	0		29,6
6-7	24,1	0,55	0		13,3
7-8	26,7	0,55	24,1		38,8
8-9	12,9	0,55	50,8		57,9
9-10	97,4	0,55	137,5		191,0
10-11	89,6	0,55	333,0		382,3
1-11	81,3	0,55	1118,6		1163,3
12-13	79,7	0,55	916,6		960,5
13-14	58,6	0,55	539,3		571,5
14-15	75,8	0,55	113,1		154,7
15-16	66,3	0,55	0		36,5
10-16	98,1	0,55	0		54,0
9-17	52,1	0,55	21,7	0,2	50,3
17-18	19,5	0,55	86,7	0,8	97,5
18-19	0,0	0,55	253,9		253,9

Продолжение таблицы 14 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{II}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{Д}$	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
19-20	0,0	0,55	539,1		539,1
20-21	0,0	0,55	638,1		638,1
12-21	12,1	0,55	638,1		644,8
22-23	10,1	0,55	829,3		834,9
23-24	66,1	0,55	620,8		657,1
24-25	45,3	0,55	485,8		510,8
25-26	88,4	0,55	397,5		446,1
5-26	123,2	0,55	274,3	0,65	342,0
5-27	106,3	0,55	261,8		320,2
27-28	27,7	0,55	157,6		172,9
28-29	35,3	0,55	81,3		100,7
29-30	40,3	0,55	41,0	0,5	63,2
30-31	41,6	0,55	41,0	0,5	63,9
31-32	133,0	0,55	82,6		155,7
32-33	16,4	0,55	784,1		73,1
22-33	11,3	0,55	885,0		891,2
20-34	0,0	0,55	99,1		99,1
34-35	14,2	0,55	84,9	0,5	92,7
24-35	4,7	0,55	84,9	0,5	87,5
23-36	14,2	0,55	128,3		136,1
36-37	19,5	0,55	108,8		119,5
37-38	19,5	0,55	89,3		100,0
38-39	49,9	0,55	38,6		66,5
39-40	38,0	0,55	0		21,2
40-41	28,5	0,55	0		15,9
41-42	26,8	0,55	112,6		127,5
42-43	44,9	0,55	139,6		164,5
43-44	36,9	0,55	236,9		257,2
13-44	45,0	0,55	273,8		298,5
15-45	46,8	0,55	0		25,7
45-46	46,8	0,55	0		25,7
46-47	56,1	0,55	46,8		77,7
47-48	46,0	0,55	102,9		128,3
48-49	69,3	0,55	194,3		232,4
49-50	30,5	0,55	434,6		451,4
11-50	72,0	0,55	623,9		663,6
51-52	4,3	0,55	303,1		305,4
52-53	18,1	0,55	161,7		171,7
53-54	17,2	0,55	64,9		74,3
54-55	30,0	0,55	34,8		51,3
55-56	34,8	0,55	0		19,1
51-57	69,5	0,55	150,5		188,7

Окончание таблицы 14 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{II}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_D$	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
57-58	65,3	0,55	23,8		59,8
58-59	23,8	0,55	0		13,1
53-60	42,2	0,55	37,5		60,7
60-61	37,5	0,55	0		20,6
52-62	114,5	0,55	8,7		71,7
62-63	8,7	0,55	0		4,8
32-51	41,3	0,55	527,3		550,0
33-64	52,1	0,55	32,5		61,1
64-65	32,5	0,55	0		17,9
41-66	87,1	0,55	0		46,0
43-67	20,6	0,55	31,0		42,5
67-68	30,4	0,55	0		17,1
14-69	17,4	0,55	333,0		342,6
69-70	67,0	0,55	0		36,9
69-71	82,1	0,55	184,0		229,1
71-72	6,1	0,55	95,9		99,2
72-73	32,8	0,55	0		18,1
72-76	63,1	0,55	0		34,7
71-74	25,9	0,55	56,2		70,4
74-75	56,2	0,55	0		30,9
48-77	12,3	0,55	33,0		39,7
77-78	33,0	0,55	0		18,1
50-79	118,1	0,55	6,9		71,8
79-80	6,9	0,55	0		3,8
50-81	17,3	0,55	16,6		26,1
81-82	16,6	0,55	0		9,1
27-83	76,4	0,55	0		42,0
28-84	41,0	0,55	0		22,6
30-85	0,0	0,55	82,1		82,1
85-86	82,1	0,55	0		45,1
19-K2					285,2
4-K6					171,1
35-K9					169,7
49-K19					171,1
18-K3					147,6
57-K4					61,3
17-K21					108,4

Предварительный гидравлический расчет сети низкого давления сведен в таблицу 15.

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2		630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	438,1	45863	0,0216	154	0,3519
	2-3		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	401,8	42066	0,0221	48	0,1204
	3-4		470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	365,9	38312	0,0226	84	0,2294
	4-5		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	156,4	16371	0,0280	5	0,0335
	5-6	К4	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	29,6	3865	0,0392	2	0,0780
	6-7	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-13,3	1729	0,0370	0	0,0147
	7-8	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-38,8	5058	0,0375	-1	0,0308
	8-9	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-57,9	7549	0,0339	-3	0,0555
	9-10	К2	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-191,0	20002	0,0266	-23	0,1199
	10-11	К6	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-382,3	40022	0,0224	-94	0,2471
	1-11		470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-1163,3	121796	0,0172	-647	0,5559
$\Delta = \frac{-475}{0,5 \cdot 1063} \cdot 100\% = -89,33\%$ , $\sum \Delta Q_K = 184 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\Sigma -475$	$\Sigma 1,8371$
								$\Sigma/\Delta P = 1063$	
К2	12-13	К5	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	960,5	100563	0,0179	361	0,3761
	13-14		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	571,5	59836	0,0202	101	0,1773
	14-15		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	154,7	16201	0,0280	14	0,0896
	15-16	К6	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	36,5	3817	0,0391	1	0,0210
	10-16	К6	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-54,0	5649	0,0365	-2	0,0430
	9-10	К1	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	191,0	20002	0,0266	23	0,1199
	9-17	К4	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	50,3	5270	0,0371	2	0,0353
	17-18	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-97,5	10205	0,0315	-2	0,0217
	18-19	К4	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-253,9	26579	0,0248	-28	0,1113
	19-20	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-539,1	56438	0,0205	-81	0,1501
	20-21	К5	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-638,1	66812	0,0197	-52	0,0815
	12-21	К5	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-644,8	67510	0,0196	-111	0,1717

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
$\Delta = \frac{226}{0,5 \cdot 778} \cdot 100\% = 57,99\%$ , $\sum \Delta Q_K = 27,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\frac{\sum 226}{\sum \Delta P / = 778}$	$\sum 1,3983$
К3	22-23		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	834,9	87409	0,0184	61	0,0725
	23-24	К5	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	657,1	85667	0,0185	522	0,7938
	24-25	К4	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	510,8	66588	0,0197	327	0,6394
	25-26	К4	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	446,1	58154	0,0204	236	0,5295
	5-26	К4	460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	342,0	44591	0,0218	207	0,6048
	5-27		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	320,2	41749	0,0221	172	0,5381
	27-28		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	172,9	22536	0,0258	30	0,1734
	28-29		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	100,7	13131	0,0296	15	0,1472
	29-30		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	63,2	8239	0,0332	7	0,1186
	30-31		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-63,9	8329	0,0331	-8	0,1233
	31-32		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-155,7	20300	0,0265	-73	0,4663
	32-33		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-793,1	83039	0,0186	-62	0,0785
22-33		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-891,2	93312	0,0181	-76	0,0856	
$\Delta = \frac{1357}{0,5 \cdot 1795} \cdot 100\% = 151,20\%$ , $\sum \Delta Q_K = -136,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\frac{\sum 1357}{\sum \Delta P / = 1795}$	$\sum 4,3707$
К4	5-6	К1	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-29,6	3865	0,0392	-2	0,0780
	6-7	К1	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	13,3	1729	0,0370	0	0,0147

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
	7-8	K1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	38,8	5058	0,0375	1	0,0308
	8-9	K1	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	57,9	7549	0,0339	3	0,0555
	9-17	K2	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-50,3	5270	0,0371	-2	0,0353
	17-18	K2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	97,5	10205	0,0315	2	0,0217
	18-19	K2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	253,9	26579	0,0248	28	0,1113
	19-20	K2	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	539,1	56438	0,0205	81	0,1501
	20-34	K5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-99,1	12917	0,0297	-10	0,1038
	34-35	K5	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-92,7	12082	0,0302	-12	0,1333
	24-35	K5	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	87,5	11402	0,0306	4	0,0425
	24-25	K3	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-510,8	66588	0,0197	-327	0,6394
	25-26	K3	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-446,1	58154	0,0204	-236	0,5295
5-26	K3	460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-342,0	44591	0,0218	-207	0,6048	
$\Delta = \frac{-677}{0,5 \cdot 917} \cdot 100\% = -147,77\%$ , $\sum \Delta Q_K = 135,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\sum -677$ $\sum / \Delta P = 916$	$\sum 2,5507$
K5	12-21	K2	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	644,8	67510	0,0196	111	0,1717
	20-21	K2	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	638,1	66812	0,0197	52	0,0815
	20-34	K4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	99,1	12917	0,0297	10	0,1038
	34-35	K4	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	92,7	12082	0,0302	12	0,1333
	24-35	K4	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-87,5	11402	0,0306	-4	0,0425
	23-24	K3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-657,1	85667	0,0185	-522	0,7938
	23-36		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	136,1	17741	0,0274	24	0,1778
	36-37		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	119,5	15577	0,0283	26	0,2210

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
	37-38		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	100,0	13035	0,0296	19	0,1934
	38-39		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	66,5	8664	0,0328	11	0,1616
	39-40		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	21,2	2768	0,0351	1	0,0421
	40-41		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-15,9	2076	0,0319	0	0,0215
	41-42		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-127,5	16621	0,0279	-22	0,1756
	42-43		470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-164,5	21452	0,0261	-59	0,3569
	43-44		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-257,2	33532	0,0234	-87	0,3397
	13-44		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-298,5	38920	0,0225	-138	0,4630
	12-13	К2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-960,5	100563	0,0179	-361	0,3761
$\Delta = \frac{-927}{0,5 \cdot 1461} \cdot 100\% = -126,91\%$ , $\sum \Delta Q_K = 126,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\Sigma -927$	$\Sigma 3,8554$
								$\Sigma/\Delta P = 1461$	
К6	10-11	К1	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	382,3	40022	0,0224	94	0,2471
	10-16	К2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	54,0	5649	0,0365	2	0,0430
	15-16	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-36,5	3817	0,0391	-1	0,0210
	15-45		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	25,7	3355	0,0374	1	0,0510
	45-46		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-25,7	3355	0,0374	-1	0,0510
	46-47		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-77,7	10125	0,0315	-12	0,1557
	47-48		450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-128,3	16721	0,0278	-36	0,2835
	48-49		500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-232,4	30292	0,0240	-114	0,4919
	49-50		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-451,4	58848	0,0203	-161	0,3561
11-50		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-663,6	86510	0,0184	-531	0,7996	
$\Delta = \frac{-758}{0,5 \cdot 954} \cdot 100\% = -158,89\%$ , $\sum \Delta Q_K = 214,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ (по табл. 16)								$\Sigma -758$	$\Sigma 2,4999$
								$\Sigma/\Delta P = 954$	



Первый поправочный расход определяется по формуле (25) и составляет:

$$\text{-для кольца 1 } \Delta Q_k^I = -\frac{-475}{1,75 \cdot 1,8371} = 147,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-для кольца 2 } \Delta Q_k^I = -\frac{226}{1,75 \cdot 1,3983} = -92,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-для кольца 3 } \Delta Q_k^I = -\frac{1357}{1,75 \cdot 4,3707} = -177,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-для кольца 4 } \Delta Q_k^I = -\frac{-677}{1,75 \cdot 2,5507} = 151,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-для кольца 5 } \Delta Q_k^I = -\frac{-927}{1,75 \cdot 3,8554} = 137,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-для кольца 6 } \Delta Q_k^I = -\frac{-758}{1,75 \cdot 2,4999} = 177,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Поправочный круговой расход определяется по формуле (37) и составляет:

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_k = 147,6 + \frac{((0,0780 + 0,0174 + 0,0308) \cdot 151,6 + 0,1199 \cdot (-92,2) + 0,2471 \cdot 173,3)}{1,8371} = 179,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 2

$$\Delta Q_K = -92,2 + \frac{(0,3761 + 0,0815 + 0,1717) \cdot 137,4 + (0,0210 + 0,0430) \cdot 173,3 + 0,1199 \cdot 179,7}{1,3983} +$$

$$\frac{(0,0353 + 0,0217 + 0,1113 + 0,1501) \cdot 151,6}{1,3983} = 27,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 3

$$\Delta Q_K = -177,4 + \frac{0,7938 \cdot 137,4 + (0,6394 + 0,5295 + 0,6048) \cdot 151,6}{4,3707} = -91,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 4

$$\Delta Q_K = 151,6 + \frac{(0,0780 + 0,0147 + 0,0308 + 0,0555) \cdot 179,7 + (0,0353 + 0,0217 + 0,1113 + 0,1501) \cdot 27,5 + (0,1038 + 0,1333 + 0,0425) \cdot 137,4}{2,5507} +$$

$$\frac{(0,6394 + 0,5295 + 0,6048) \cdot (-91)}{2,5507} = 119,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = 137,4 + \frac{(0,1717 + 0,815 + 0,3761) \cdot 27,5 + (0,1038 + 0,1333 + 0,0425) \cdot 119,4 + 0,7938 \cdot (-91)}{3,8554} = 131,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K = 173,1 + \frac{0,2471 \cdot 179,7 + (0,0430 + 0,0210) \cdot 27,5}{2,4999} = 191,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким же образом, произведены расчеты при последующих приближениях и определен поправочный расход для всех колец. Расчеты сведены в таблицу 16 и используются в окончательных расчетах.

Таблица 16 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Номер приближения								Итого
	Предварительный	1	2	3	4	5	6	7	
Кольцо 1									
Ошибка в кольце, %	-89,3	0,3	1,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	147,6	-0,5	-2,0	-0,6	-0,2	-0,1	0,0	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	179,1	7,0	-1,8	-0,6	-0,2	-0,1	0,0	-0,01	184,0
Кольцо 2									
Ошибка в кольце, %	58,0	3,3	3,2	1,2	0,4	0,1	0,0	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-92,2	-5,2	-5,1	-1,9	-0,6	-0,2	-0,1	-0,02	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	27,5	6,9	-4,3	-2,0	-0,6	-0,2	-0,1	-0,02	27,2
Кольцо 3									
Ошибка в кольце, %	151,2	55,7	9,1	1,7	0,5	0,2	0,0	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-177,4	-48,0	-7,5	-1,4	-0,4	-0,1	0,0	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-91,0	-36,6	-6,7	-1,5	-0,4	-0,1	0,0	-0,01	-136,3
Кольцо 4									
Ошибка в кольце, %	-147,8	-55,1	-5,6	0,4	0,2	0,1	0,0	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	151,6	36,3	3,4	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	119,4	19,2	-1,1	-1,5	-0,5	-0,1	0,0	-0,01	135,4
Кольцо 5									
Ошибка в кольце, %	-126,9	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	137,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	131,8	-2,6	-1,7	-0,6	-0,2	-0,1	0,0	-0,01	126,6
Кольцо 6									
Ошибка в кольце, %	-158,9	-29,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	173,3	22,7	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	191,8	24,0	-0,8	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,00	214,6

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{yч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_p''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2		630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	438,1	184,0	622,0	65126	0,0198	285	0,4577
	2-3		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	401,8	184,0	585,8	61329	0,0201	94	0,1597
	3-4		470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	365,9	184,0	549,9	57575	0,0204	171	0,3113
	4-5		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	156,4	184,0	340,4	35634	0,0230	20	0,0601
	5-6	К4	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	29,6	48,6	78,2	10199	0,0315	13	0,1652
	6-7	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-13,3	48,6	35,3	4605	0,0384	1	0,0407
	7-8	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-38,8	48,6	9,8	1276	0,0502	0	0,0104
	8-9	К4	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-57,9	48,6	-9,3	1215	0,0527	0	0,0139
	9-10	К2	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-191,0	156,8	-34,2	3585	0,0383	-1	0,0309
	10-11	К6	490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-382,3	-30,6	-412,9	43227	0,0219	-108	0,2618
	1-11		470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-1163,3	184,0	-979,3	102533	0,0179	-475	0,4851
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1069} 100\% = 0,00\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 1,9996$	
									$\Sigma/\Delta P = 1069$		
К2	12-13	К5	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	960,5	-99,4	861,1	90153	0,0183	295	0,3431
	13-14		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	571,5	27,2	598,7	62682	0,0200	110	0,1836
	14-15		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	154,7	27,2	181,9	19047	0,0269	18	0,1011
	15-16	К6	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	36,5	-187,4	-151,0	15805	0,0282	-9	0,0628
	10-16	К6	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-54,0	-187,4	-241,4	25271	0,0251	-32	0,1322
	9-10	К1	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	191,0	-156,8	34,2	3585	0,0383	1	0,0309
	9-17	К4	320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	50,3	-108,2	-57,9	6060	0,0359	-2	0,0392
	17-18	К4	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-97,5	-108,2	-205,7	21535	0,0261	-8	0,0380
18-19	К4	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-253,9	-108,2	-362,1	37909	0,0227	-53	0,1452	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_P''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К2	19-20	К4	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-539,1	-108,2	-647,3	67769	0,0196	-111	0,1722
	20-21	К5	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-638,1	-99,4	-737,6	77221	0,0190	-67	0,0908
	12-21	К5	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-644,8	-99,4	-744,2	77919	0,0189	-142	0,1912
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 849} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,5301$
										$\Sigma/\Delta P/=849$	
К3	22-23		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	834,9	-136,3	698,5	73134	0,0192	44	0,0634
	23-24	К5	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	657,1	-263,0	394,1	51385	0,0210	213	0,5410
	24-25	К4	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	510,8	-271,7	239,0	31160	0,0238	86	0,3617
	25-26	К4	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	446,1	-271,7	174,3	22726	0,0258	46	0,2617
	5-26	К4	460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	342,0	-271,7	70,3	9163	0,0323	13	0,1846
	5-27		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	320,2	-136,3	183,9	23974	0,0254	65	0,3549
	27-28		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	172,9	-136,3	36,5	4760	0,0381	2	0,0540
	28-29		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	100,7	-136,3	-35,6	4644	0,0383	-2	0,0675
	29-30		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	63,2	-136,3	-73,2	9537	0,0320	-10	0,1323
	30-31		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-63,9	-136,3	-200,2	26105	0,0249	-58	0,2904
	31-32		640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	-155,7	-136,3	-292,1	38076	0,0227	-218	0,7474
	32-33		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-793,1	-136,3	-929,5	97315	0,0179	-82	0,0884
22-33		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-280x16,6	-891,2	-136,3	-1027,6	107587	0,0177	-99	0,0965	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 940} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 3,248$
										$\Sigma/\Delta P/=940$	

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_P''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	5-6	К1	380	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-29,6	-48,6	-78,2	10199	0,0315	-13	0,1652
	6-7	К1	170	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	13,3	-48,6	-35,3	4605	0,0384	-1	0,0407
	7-8	К1	120	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	38,8	-48,6	-9,8	1276	0,0502	0	0,0104
	8-9	К1	160	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	57,9	-48,6	9,3	1215	0,0527	0	0,0139
	9-17	К2	320	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	-50,3	108,2	57,9	6060	0,0359	2	0,0392
	17-18	К2	120	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	97,5	108,2	205,7	21535	0,0261	8	0,0380
	18-19	К2	300	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	253,9	108,2	362,1	37909	0,0227	53	0,1452
	19-20	К2	230	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	539,1	108,2	647,3	67769	0,0196	111	0,1722
	20-34	К5	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-99,1	8,8	-90,3	11771	0,0304	-9	0,0968
	34-35	К5	270	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-92,7	8,8	-83,9	10936	0,0309	-10	0,1237
	24-35	К5	90	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	87,5	8,8	96,3	12548	0,0299	4	0,0457
	24-25	К3	360	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-510,8	271,7	-239,0	31160	0,0238	-86	0,3617
	25-26	К3	330	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-446,1	271,7	-174,3	22726	0,0258	-46	0,2617
	5-26	К3	460	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-342,0	271,7	-70,3	9163	0,0323	-13	0,1846
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 357} \cdot 100\% = 0,000\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 1,6991$	
									$\Sigma/\Delta P/=357$		

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_P''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К5	12-21	К2	230	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	644,8	99,4	744,2	77919	0,0189	142	0,1912
	20-21	К2	110	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	638,1	99,4	737,6	77221	0,0190	67	0,0908
	20-34	К4	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	99,1	-8,8	90,3	11771	0,0304	9	0,0968
	34-35	К4	270	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	92,7	-8,8	83,9	10936	0,0309	10	0,1237
	24-35	К4	90	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-87,5	-8,8	-96,3	12548	0,0299	-4	0,0457
	23-24	К3	370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-657,1	263,0	-394,1	51385	0,0210	-213	0,5410
	23-36		270	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	136,1	126,6	262,7	34247	0,0233	77	0,2912
	36-37		370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	119,5	126,6	246,1	32083	0,0236	94	0,3800
	37-38		370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	100,0	126,6	226,6	29541	0,0241	81	0,3572
	38-39		420	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	66,5	126,6	193,1	25171	0,0251	69	0,3596
	39-40		320	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	21,2	126,6	147,8	19274	0,0269	33	0,2243
	40-41		240	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-15,9	126,6	110,7	14430	0,0289	15	0,1354
	41-42		280	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-127,5	126,6	-0,9	115	0,5574	0	0,0243
	42-43		470	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-164,5	126,6	-37,9	4946	0,0377	-5	0,1188
	43-44		320	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-257,2	126,6	-130,6	17025	0,0277	-27	0,2043
	13-44		390	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-298,5	126,6	-171,9	22414	0,0259	-53	0,3061
12-13	К2	370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	-960,5	99,4	-861,1	90153	0,0183	-295	0,3431	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1194} 100\% = 0,00\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 3,8334$	
									$\Sigma/\Delta P = 1194$		

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_P''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К6	10-11	К1	490	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	382,3	30,6	412,9	43227	0,0219	108	0,2618
	10-16	К2	370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	54,0	187,4	241,4	25271	0,0251	32	0,1322
	15-16	К2	250	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-280x16,6	-36,5	187,4	151,0	15805	0,0282	9	0,0628
	15-45		300	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	25,7	214,6	240,3	31332	0,0238	73	0,3027
	45-46		300	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-25,7	214,6	188,9	24622	0,0253	48	0,2526
	46-47		360	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-77,7	214,6	136,9	17852	0,0274	33	0,2382
	47-48		450	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-128,3	214,6	86,3	11257	0,0307	18	0,2107
	48-49		500	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-232,4	214,6	-17,8	2315	0,0331	-1	0,0518
	49-50		220	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-451,4	214,6	-236,8	30871	0,0239	-52	0,2195
	11-50		370	ПЭ 80 ГА3 CDR 17-225x13,4	-663,6	214,6	-449,0	58533	0,0203	-268	0,5965
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 641} 100\% = 0,000\%$										$\frac{\Sigma 0}{\Sigma/\Delta P/=641}$	$\Sigma 2,3289$



Давление газа в узловых точках определяется по формуле

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{\text{уч}} /, \text{кПа}, \quad (38)$$

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.

Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{кПа}$	$P_K, \text{кПа}$
1-2	644,9	594,1	5,000	4,715
2-3	594,1	575,6	4,715	4,622
3-4	575,6	518,6	4,622	4,451
4-5	347,5	331,7	4,451	4,430
5-6	102,5	48,6	4,430	4,417
6-7	48,6	24,5	4,417	4,416
7-8	24,5	-2,2	4,416	4,416
8-9	15,1	2,2	4,416	4,416
9-10	78,1	-19,3	4,417	4,416
10-11	453,2	363,6	4,525	4,417
1-11	1015,1	934,6	5,000	4,525
12-13	897,0	817,2	5,000	4,705
13-14	625,1	566,5	4,705	4,595
14-15	216,0	140,3	4,595	4,576
15-16	187,4	121,1	4,385	4,375
10-16	285,5	187,4	4,417	4,385
9-10	78,1	-19,3	4,464	4,416
9-17	86,5	34,4	4,466	4,464
17-18	214,5	194,9	4,474	4,466
18-19	362,1	362,1	4,526	4,474
19-20	647,3	647,3	4,638	4,526
20-21	737,6	737,6	4,705	4,638
12-21	749,7	737,6	5,000	4,705
22-23	703,1	693,0	5,000	4,956

Окончание таблицы 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети  
низкого давления

Номер участка	$Q_H$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_K$ , м <sup>3</sup> /ч	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
23-24	423,9	357,8	4,956	4,742
24-25	259,4	214,1	4,742	4,656
25-26	214,1	125,7	4,656	4,610
5-26	125,7	2,5	4,610	4,597
5-27	231,7	125,4	4,597	4,532
27-28	49,0	21,3	4,532	4,530
28-29	55,0	19,8	4,533	4,530
29-30	95,3	55,0	4,542	4,533
30-31	218,9	177,4	4,600	4,542
31-32	351,9	218,9	4,819	4,600
32-33	936,8	920,5	4,901	4,819
22-33	1032,7	1021,4	5,000	4,901
20-34	90,3	90,3	4,638	4,629
34-35	90,3	76,1	4,629	4,619
24-35	98,4	93,6	4,619	4,614
23-36	269,1	254,9	4,956	4,879
36-37	254,9	235,4	4,879	4,786
37-38	235,4	215,9	4,786	4,705
38-39	215,9	165,2	4,705	4,635
39-40	165,2	126,6	4,635	4,602
40-41	126,6	97,7	4,602	4,587
41-42	13,0	-14,0	4,621	4,621
42-43	58,3	13,0	4,625	4,621
43-44	147,2	110,3	4,652	4,625
13-44	192,2	147,2	4,705	4,652
15-45	261,4	214,6	4,576	4,504
45-46	214,6	167,8	4,504	4,456
46-47	167,8	111,7	4,456	4,423
47-48	111,7	65,6	4,423	4,405
48-49	48,9	-20,3	4,205	4,204
49-50	250,5	220,0	4,257	4,205
11-50	481,4	409,3	4,525	4,257

Расчет тупиковых ответвлений сведен в таблицу 19.

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
51-52	90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9	305,4	44789	0,0217	58	4,632	4,574
52-53	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	171,7	27967	0,0245	147	4,574	4,426
53-54	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	74,3	17423	0,0275	182	4,426	4,244
54-55	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	51,3	13705	0,0292	309	4,244	3,936
55-56	730	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	19,1	5112	0,0374	64	3,936	3,872
51-57	670	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	188,7	34573	0,0232	536	4,632	4,096
57-58	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	59,8	14014	0,0291	217	4,096	3,878
58-59	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	13,1	4279	0,0391	58	3,878	3,820
53-60	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	60,7	16197	0,0280	413	4,426	4,013
60-61	560	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	20,6	6726	0,0349	144	4,013	3,869
52-56	770	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	71,7	19139	0,0269	676	4,574	3,897
62-63	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	4,8	2811	0,0353	34	3,897	3,863
32-51	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-250x14,8	550,0	64480	0,0199	187	4,819	4,632
33-64	930	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	61,1	16307	0,0280	617	4,901	4,283
64-65	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	17,9	6990	0,0346	276	4,283	4,008
41-66	750	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	46,0	15019	0,0286	787	4,587	3,800
43-67	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	42,5	13880	0,0291	439	4,625	4,186
67-68	710	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	17,1	6678	0,0350	312	4,186	3,875
14-69	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-225x13,4	342,6	44664	0,0218	68	4,595	4,527
69-70	580	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	36,9	9837	0,0318	159	4,527	4,368
69-71	770	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	229,1	37322	0,0228	495	4,368	3,873
71-72	40	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-200x11,9	99,2	14548	0,0288	4	3,873	3,870
72-73	620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	18,1	4818	0,0380	49	3,870	3,821
72-76	640	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	34,7	7262	0,0343	50	3,870	3,820
71-74	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-160x9,5	70,4	12898	0,0297	24	3,873	3,849
74-75	570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-140x8,3	30,9	6467	0,0353	36	3,849	3,813
48-77	340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	39,7	12964	0,0297	276	4,405	4,129
77-78	910	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	18,1	5915	0,0361	187	4,129	3,942

Окончание таблицы 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
50-79	620	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	71,8	16840	0,0278	295	4,257	3,962
79-80	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	3,8	2223	0,0326	29	3,962	3,933
50-81	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-63x3,8	26,1	12184	0,0301	149	4,257	4,108
81-82	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-50x3	9,1	5371	0,0370	182	4,108	3,926
27-83	630	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	42,0	13716	0,0292	564	4,532	3,968
28-84	470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	22,6	8836	0,0326	337	4,530	4,193
30-85	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	82,1	19243	0,0269	174	4,542	4,368
85-86	940	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	45,1	12049	0,0302	367	4,368	4,001
19-К2	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-125x7,4	285,2	66873	0,0197	425	4,526	4,101
4-К6	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	171,1	45673	0,0216	604	4,451	3,847
35-К9	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	169,7	45299	0,0217	436	4,619	4,182
49-К19	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	171,1	45673	0,0216	443	4,526	4,083
18-К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-110x6,6	147,6	39400	0,0225	591	4,474	3,883
57-К4	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	61,3	19999	0,0266	485	4,257	3,772
17-К21	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-75x4,5	108,4	42439	0,0220	893	4,466	3,572

## 1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [7].

Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа.

Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 2 графической части.

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

$$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}} = 1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_{\text{уч}}^2}{d^5} \cdot \rho l_{\text{уч}}, \text{ МПа}^2 \quad (39)$$

где  $\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

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

$d$  - внутренний диаметр участка газопровода,  $\text{см}$ ;

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

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

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

$$p_{\text{к.уч}} > p_{\text{к}} \quad (40)$$

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

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

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{к.уч} = \sqrt{p_{Н.уч}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{уч}} \quad (41)$$

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{Н.уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C} \quad (42)$$

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

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

Гидравлический расчет сети среднего давления сведен в таблицу 20.

Таблица 20 – Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, l, м	Расход газа на участке, , $Q_{уч}$ , м3/ч	Re	$\lambda$	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	219x8 (203)	800	5684,9	723618	0,0171	0,0140	0,28	0,254
1-2	180x8 (164)	2060	3307,5	521113	0,0181	0,0377	0,254	0,163
2-3	152x5 (142)	360	2377,4	432619	0,0188	0,0077	0,254	0,239
2-ГРП №1	152x5 (142)	2420	1660,8	302212	0,0192	0,0243	0,163	0,048
2-ГРП №2	108x5 (98)	310	1646,7	434168	0,0204	0,0207	0,163	0,077
3- ГРП №3	114x5 (104)	1030	1735,7	431257	0,0201	0,0561	0,239	0,031
3-Котельная №1	60x5 (50)	130	641,7	331623	0,0238	0,0447	0,239	0,111

## 1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок

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

С учетом планировки поселка городского типа Тисуль, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются три сетевых газорегуляторных пункта.

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

На основании приведенных расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
ГРС	600	280	5685
ГРП №1	48	5	1661
ГРП №2	77	5	1647
ГРП №3	31	5	1736
Котельная №1 ООО «Ресурс-Гарант»	111	30	642

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

– ГРУ Котельная №1 ООО «Ресурс-Гарант» – газорегуляторная установка с регулятором давления РД-50М;

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



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

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

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

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике изложенной - с.332-336 [6].

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

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{max}} \cdot 100 \quad (43)$$

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

$$Q_{max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{p_2}} \quad (44)$$

где  $f$  – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см<sup>2</sup> [6, таблица 93];

$\varphi$  – коэффициент, зависящий от отношения  $p_2/p_1$  и определяемый по графику [16, рисунок 145];

$K$  – коэффициент расхода [16, таблица 93];

$p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа;

$p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки  $K_3=10\div 80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100, \quad (45)$$

где  $Q$  – требуемая пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_P$  - расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

На выбор регулятора давления РД-32М и РД-50М влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа ( $p_2/p_1 > 0,5$ ), а при определенном перепаде наступает критическое истечение газа ( $p_2/p_1 < 0,5$ ), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где  $p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа,  $p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-32М и РД-50М определяется по формулам

$$\text{При } \left(\frac{p_2}{p_1} > 0,5\right) Q_P = 0,031 Q_{\Pi} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (46)$$

$$\text{При } \left(\frac{p_2}{p_1} < 0,5\right) Q_P = 0,0157 Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (47)$$

где  $Q_{\Pi}$  – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа, (табл.1);

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

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

### **ГРУ котельной №1 ООО «Ресурс-Гарант» – регулятор РД-50М**

Расчетный расход газа – 642 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 111 кПа, абсолютное давление газа на входе 213 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 30 кПа, абсолютное давление газа на выходе 131 кПа.

Плотность газа – 0,784 кг/м<sup>3</sup>.

При давлении газа до регулятора  $p_1=213$  кПа и расчетном расходе газа  $Q=642$  м<sup>3</sup>/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{II}=280$  м<sup>3</sup>/ч (данные получены при помощи интерполяции).

При  $p_2/p_1=131/213=0,617$  кПа,

$$Q_p = 0,0157 \cdot 280 \cdot \sqrt{\frac{213}{0,784}} = 1058 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_3 = \frac{642}{1058} \cdot 100 = 63,21\%$$

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

### **ГРС – регулятор РДУК-2В-100/70**

Расчетный расход газа – 5685 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 – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,784 кг/м<sup>3</sup>.

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

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100 рассчитывается по формуле (44) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 9205 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (42) и составляет:

$$K_3 = \frac{5685}{9205} \cdot 100 = 61,76\%$$

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

### **ГРП №1 – регулятор РДУК-2Н-200/105**

Расчетный расход газа – 1661 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 48 кПа, абсолютное давление газа на входе 150 кПа.

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

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

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/150=0,71$ ;  $\varphi=0,44$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (44) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,44 \cdot 150 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 5059 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (42) и составляет:

$$K_3 = \frac{1661}{5059} \cdot 100 = 32,83\%$$

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

### **ГРП №2 – регулятор РДУК-2Н-200/105**

Расчетный расход газа – 1647 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 77 кПа, абсолютное давление газа на входе 178 кПа.

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

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

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/178=0,60$ ;  $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (44) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,47 \cdot 178 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 6411 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (42) и составляет:

$$K_3 = \frac{1647}{6411} \cdot 100 = 25,69\%$$

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

### ГРП №3 – регулятор РДУК-2Н-200/105

Расчетный расход газа – 1736 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 31 кПа, абсолютное давление газа на входе 132 кПа.

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

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

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,784 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/132=0,81$ ;  $\varphi=0,39$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (44) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,49 \cdot 0,39 \cdot 132 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,784}} = 3923 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (42) и составляет:

$$K_3 = \frac{1736}{3923} \cdot 100 = 44,25\%$$

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

## **2 Техника и технология монтажно-заготовительных и строительных работ**

### **2.1 Конструктивная характеристика санитарно-технических систем**

Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяются на газопроводы низкого давления.

Газопроводы низкого давления до 0.005 МПа служат для транспортирования газа в жилые здания, по дворовым сетям и вводам.

### **2.2 Монтаж подземного газопровода**

#### **2.2.1 Подготовительные работы**

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей, заинтересованных организаций.

При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

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

### **2.2.2 Разбивка трассы газопровода**

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

- нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;
- вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

### **2.2.3 Земляные работы**

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

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

Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт



отсыпают в отвал, с одной стороны. Лишний грунт вывозится. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

Завоз труб, материалов, оборудования.

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

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

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

#### **2.2.4 Сборка и сварка труб в звенья**

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;

- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

### **2.3 Монтаж трубопроводов**

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

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

### **2.4 Предварительное испытание газопровода**

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см<sup>2</sup> и выдерживают в течение суток- испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

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

трубы изолированы липкими полимерными лентами, то и стыки изолируют ими же.

## **2.5 Окончательное испытание газопроводов**

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

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0.1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0.1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1.5. Испытания производят в соответствии с СНиП 3.05.02-88\* "Правила производства и приемке работ".

## **2.6 Благоустройство трассы**

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

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02.04-96 "Газоснабжение".

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация посёлка городского типа Тисуль, Тисульского района Кемеровской области, расход газа 12235,728 тыс. м<sup>3</sup> в год.

Расчёты велись на основании расчётных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

В процессе выполнения работы были рассчитаны объёмы потребления газа; разработана двухступенчатая система газоснабжения, включающая в себя сеть среднего давления и сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающие 0,01%; подобрано оборудование ГРП и ГРУ.

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. Борисов, С. Н. Гидравлические расчеты газопроводов / С. Н. Борисов, В. В. Даточный. – М.: Недра, 1972.
6. Идельчик, И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И. Е. Идельчик. - М., 1992.
7. 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.
8. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
9. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
10. 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.
11. 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
12. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
13. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. // Газоснабжение. М.: Изд-во АСИ, 2013. 472 с.
14. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
15. Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
16. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.

17. Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения: учебное пособие /В.А. Варфоломеев. - Киев: Будивельник, 1988. - 238 с.

18. Деточенко, А.В. Спутник газовика: справочник /А.В. Деточенко. - Л.: Недра, 1978. – 311с.

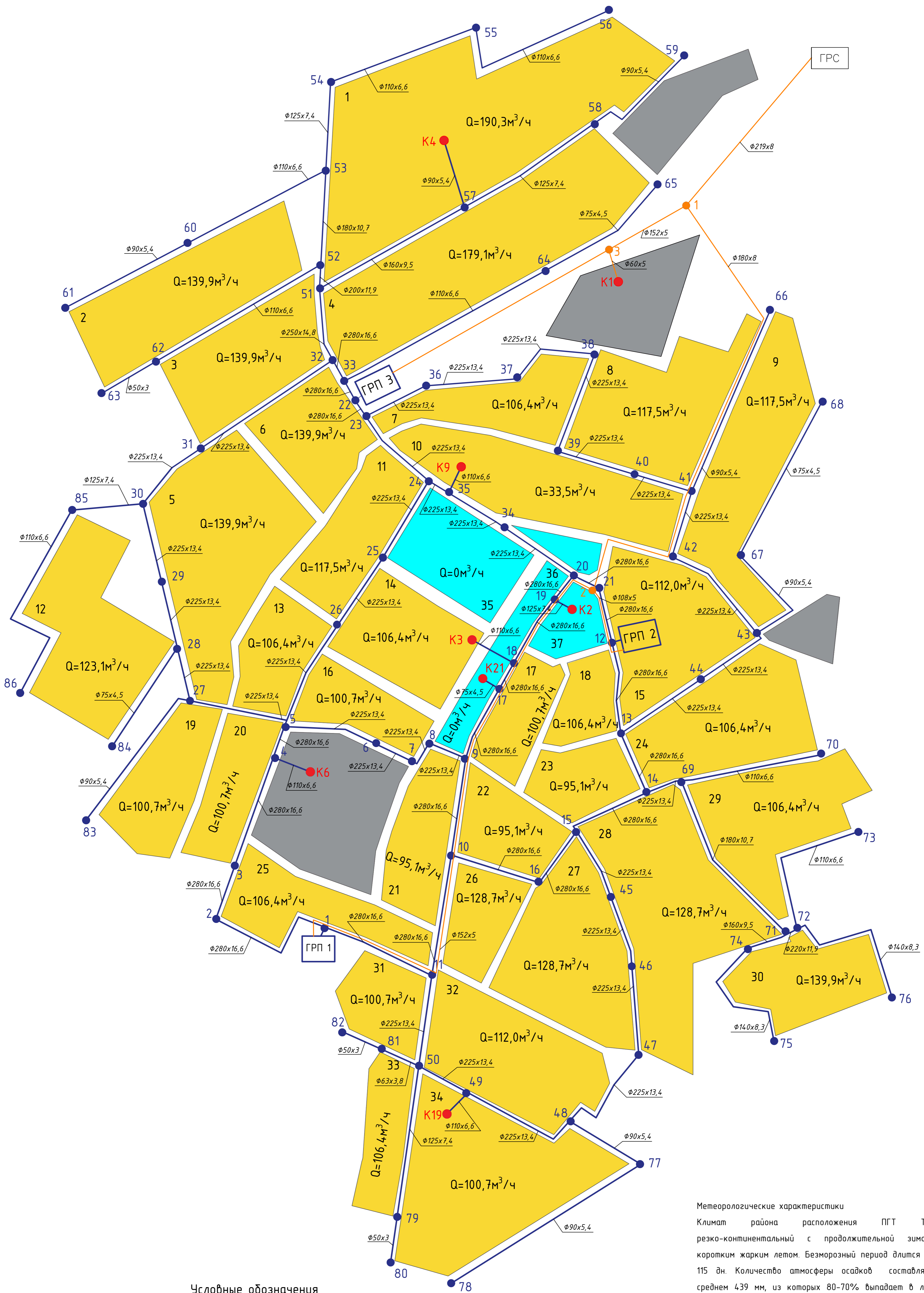
19. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.

20. 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

21. 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

22. 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

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



Условные обозначения

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Жилая территория
- Административная застройка
- Промышленная зона
- Котельная
- ГРС Газораспределительная станция
- ГРП 1 Проектируемый ГРП
- 34 N квартала
- $Q = m^3/ч$  Расход газа кварталом
- $\phi_{90 \times 5,4}$  Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм;

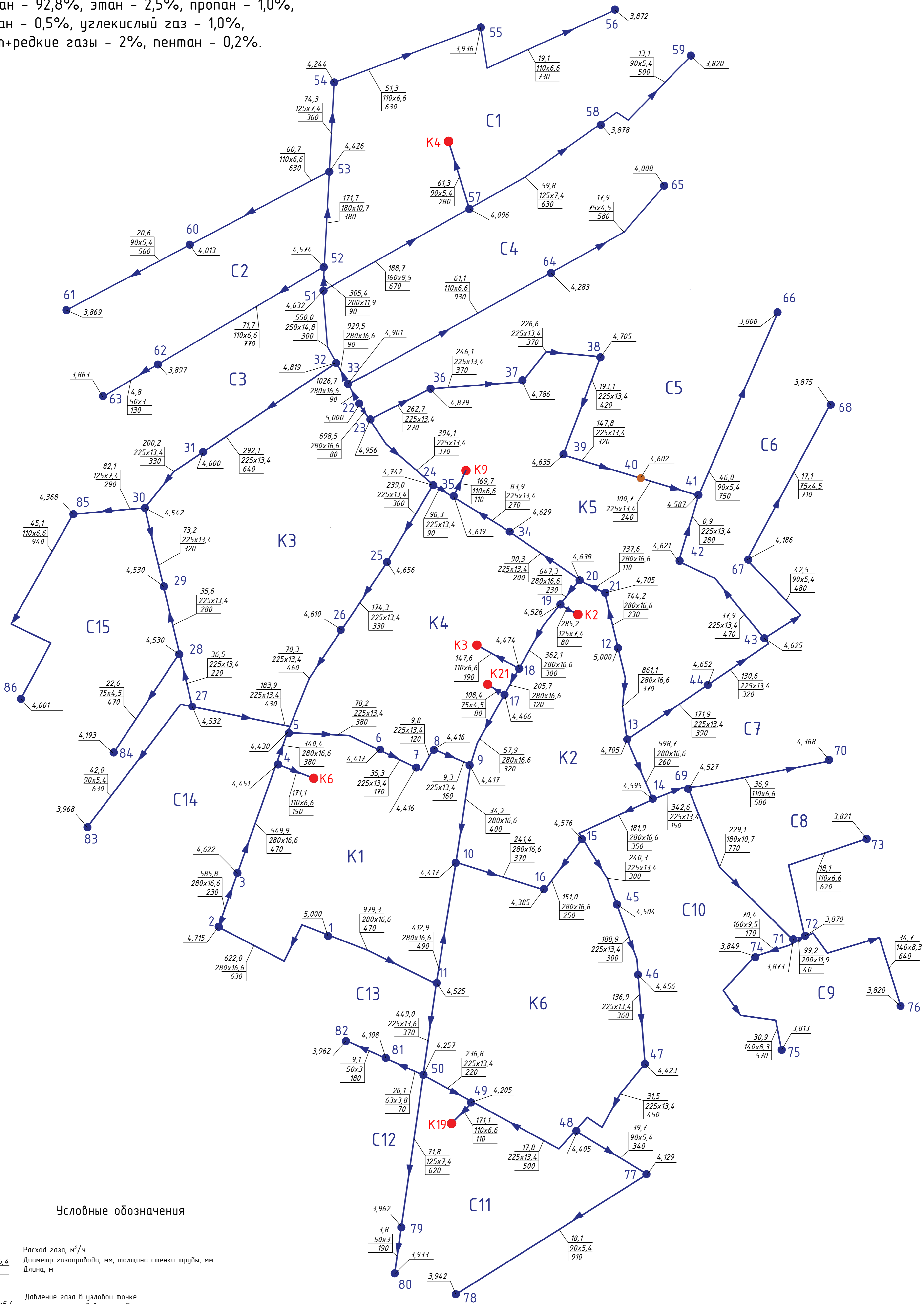
Метеорологические характеристики

Климат района расположения ПГТ Тисуль резко-континентальный с продолжительной зимой и коротким жарким летом. Безморозный период длится около 115 дн. Количество атмосферных осадков составляет в среднем 439 мм, из которых 80-70% выпадает в летние месяцы. Толщина снежного покрова до 50 см. распределяется снег крайне неравномерно.

				ВКР-08.03.01.05-2020-ГС		
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.уч.	№ док.	Лист	Погр.	Дата	
Разраб. Мартемьянова К.В.				Газоснабжение жилой зоны		Страниц
Пров. Оленев И.Б.				пгт Тисуль		Лист
						5
Н.контр. Оленев И.Б.				Генплан пгт Тисуль		ИСЗУС
Заб.каф. Матюшенко А.И.				М 1:7500		

**Состав газа:**

метан - 92,8%, этан - 2,5%, пропан - 1,0%,  
 бутан - 0,5%, углекислый газ - 1,0%,  
 азот+редкие газы - 2%, пентан - 0,2%.



**Условные обозначения**

$\frac{18,1}{90 \times 5,4}$  / 910 Расход газа, м³/ч  
 Диаметр газопровода, мм, толщина стенки трубы, мм  
 Длина, м

φ90x5,4 Давление газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа

**K19** ● Котельная

▲ Направление газа

**K1** Контур

**C12** Сектор

ВКР-08.03.01.05-2020-ГС				
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм. Кол.уч	Н.о.к. Лист	Подр.	Дата	
Разраб.	Мартынянова К.В.			
Проб.	Оленев И.Б.			
Газоснабжение жилой зоны пгт Тисуль			Стация	Лист
			У	2 5
Н.контр. Оленев И.Б.			Схема сети низкого давления	
Зав. каф. Матюшенка А.И.			М 1:7500	
			ИСЗуС	



Условные обозначения

- ОВ население
- КБП население
- Котельная №1 000 "Ресурс-Гарант"
- Котельная №19 000 "Ресурс-Гарант"
- Котельная №2 000 "Ресурс-Гарант"
- Котельная №6 000 "Ресурс-Гарант"
- Котельная №9 000 "Ресурс-Гарант"
- Котельная №21 МУЗ "ЦРБ"
- Котельная №3 000 "ТЭК"
- Котельная №4 000 "ТЭК"

$\frac{18,9}{110 \times 6,3}{370}$  Расход газа, м<sup>3</sup>/ч,  
Диаметр газопровода мм; толщина стенки трубы, мм,  
Длина, м

$\frac{3,884}{}$  Давление газа в узловой точке на  
сети низкого давления, МПа

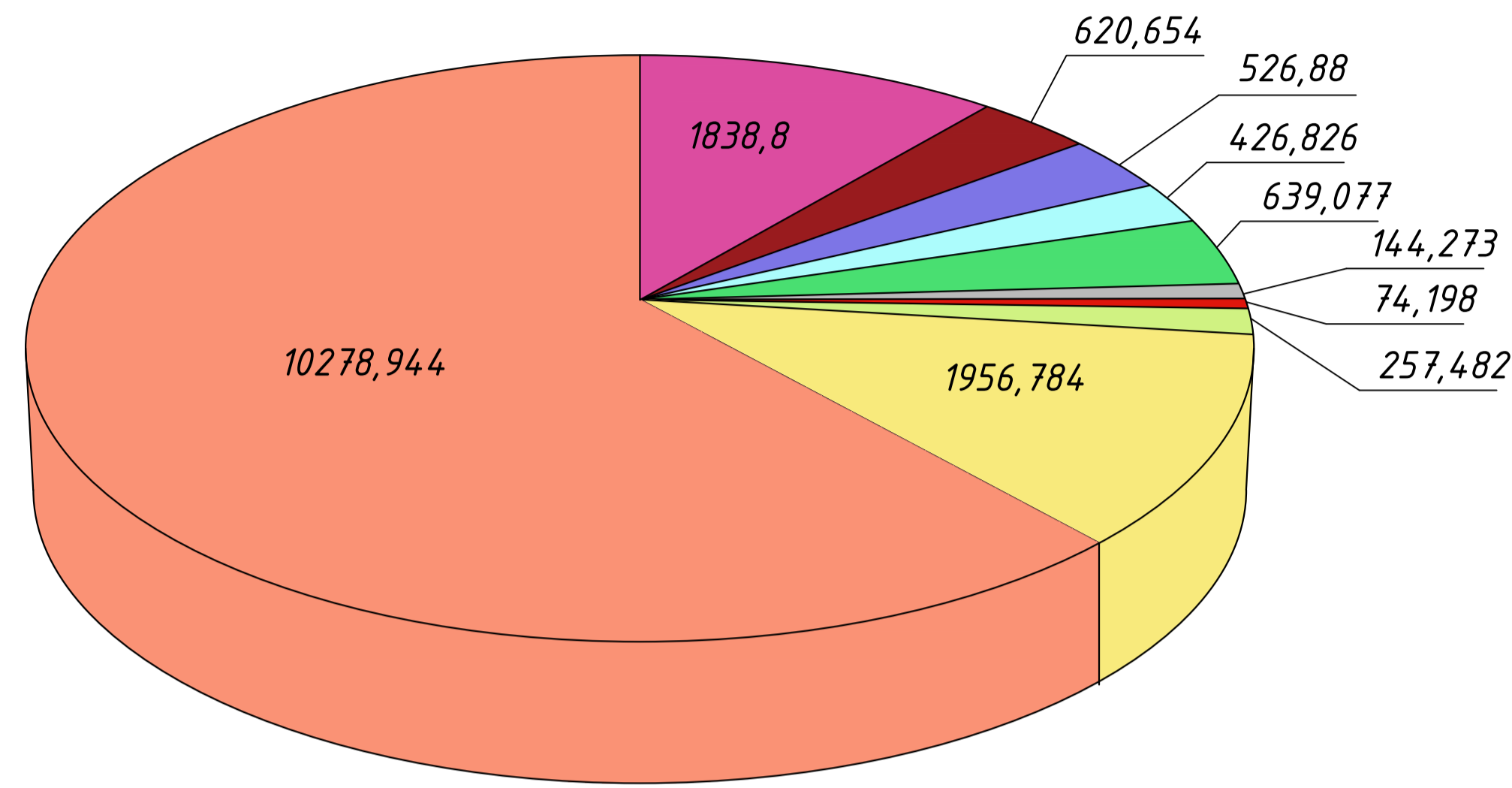
Направление газа

ГРП 1 Проектируемый ГРП

ГРС Газораспределительная станция

● К1 Котельная

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



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

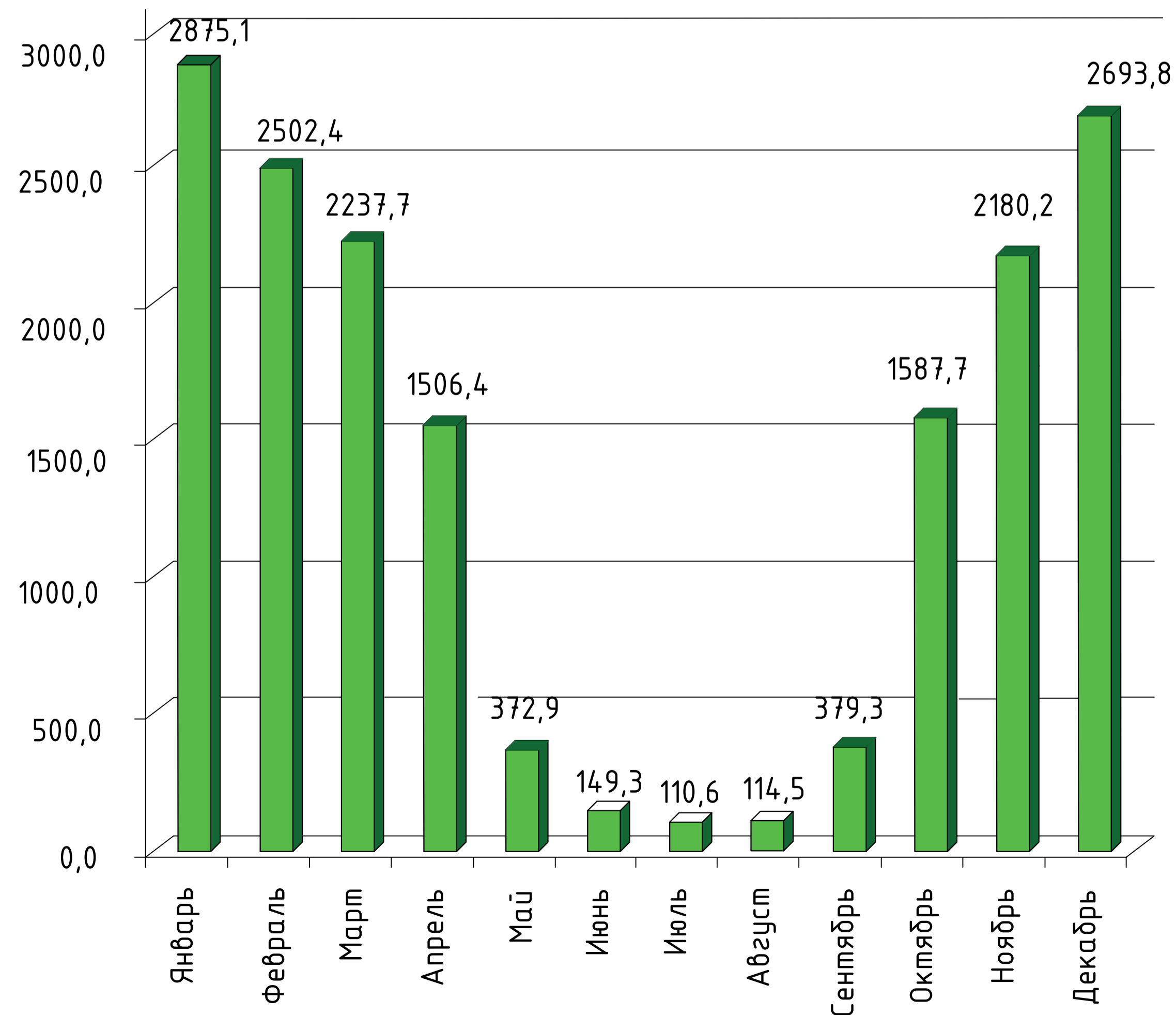
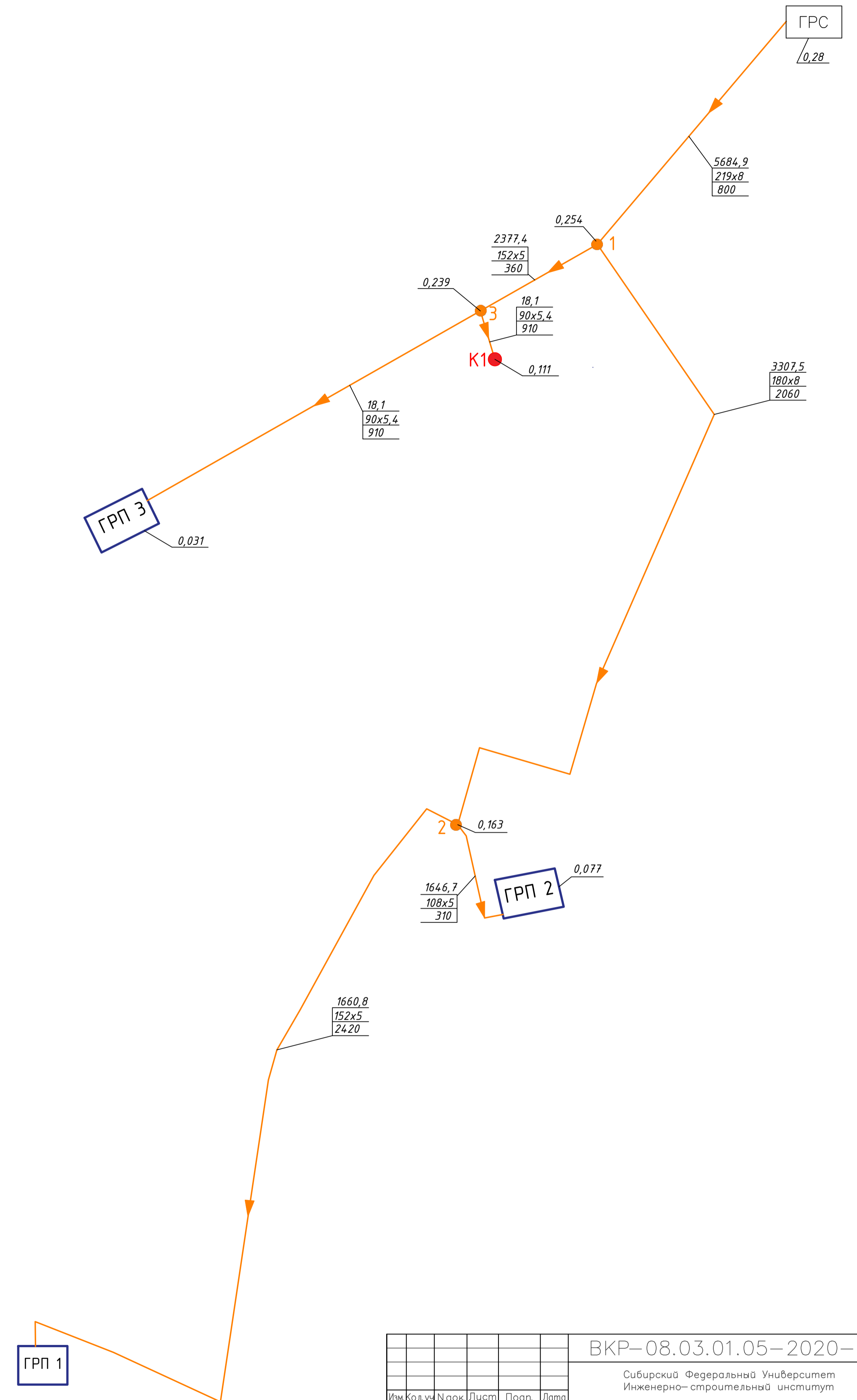
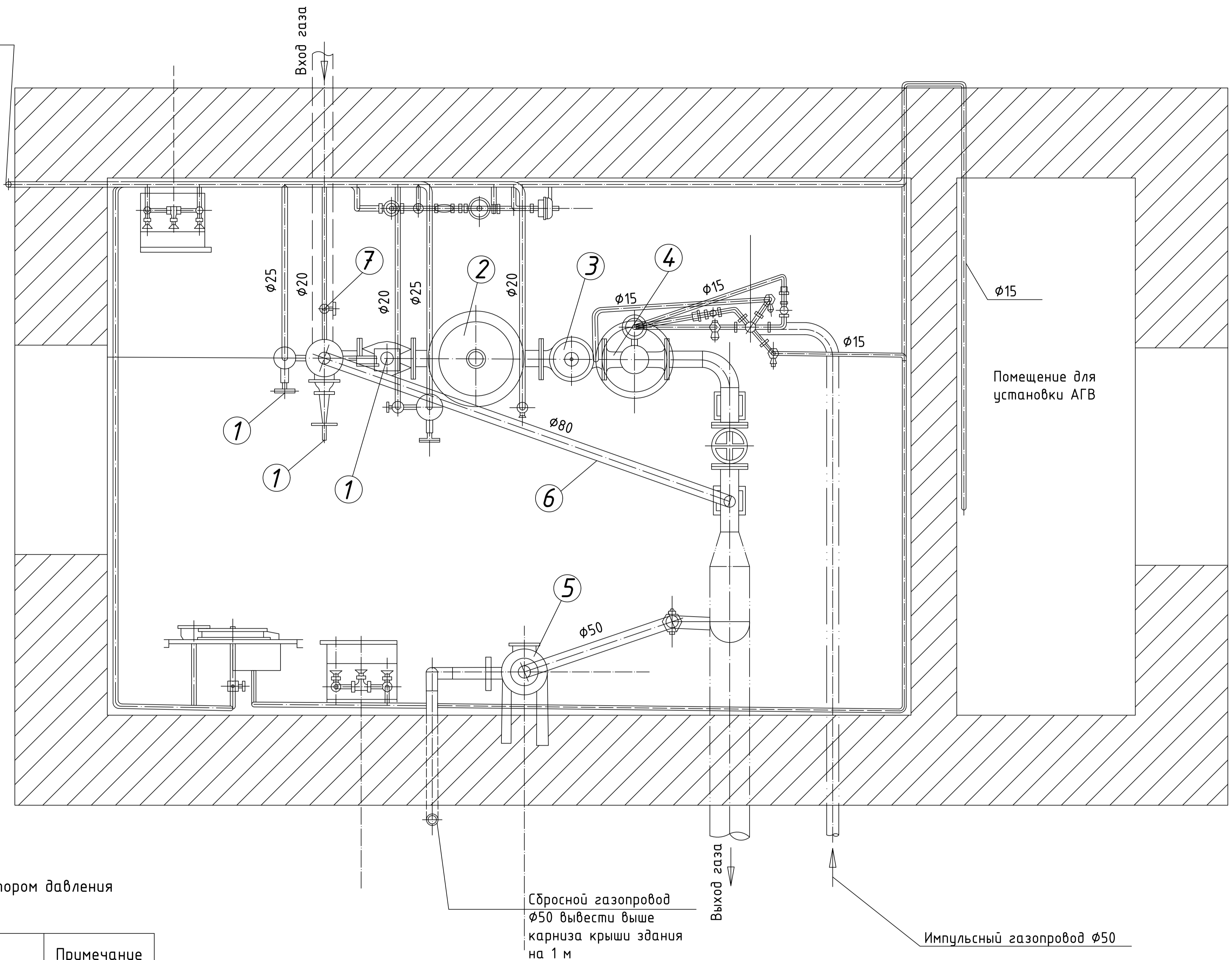


Схема сети среднего давления



ВКР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм	Код уч	№ док	Лист	Погр.	Дата
Разраб.	Мартыненко	К.В.			
Пров.	Оленев	И.Б.			
Газоснабжение жилой зоны			Стадия	Лист	
			У	3	5
Графики расхода газа, Схема сети среднего давления			ИСЗиС		
Н.контр. Оленев И.Б. Защ. каф. Матюшенка А.И.			М 1: 7500		

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



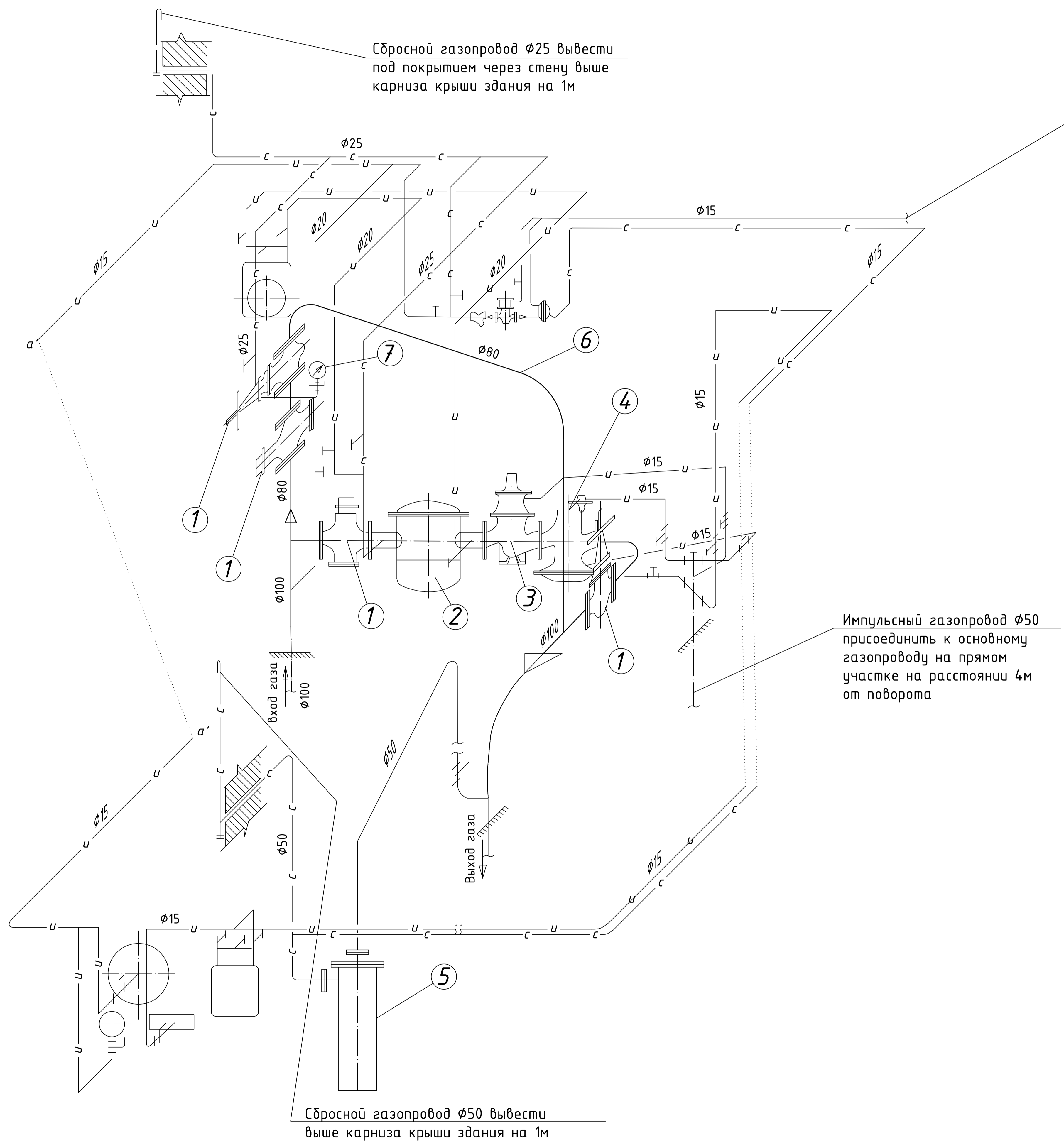
Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления  
 РДУК-2-100

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

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

Импульсный газопровод  $\phi 50$

					ВКР-08.03.01.05-2020-ГС		
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт		
Изм.	Кол.	№ док.	Лист	Подп.	Дата		
Разраб.	Мартмьянова	К.В.				Газоснабжение жилой зоны пгт Тисуль	
Проб.	Оленев	И.Б.				Статус	Лист
						У	4 5
					План ГРП с регулятором давления РДУК-2-100		
Н. контр.	Оленев	И.Б.				ИСЗУС	
Зав. каф.	Матюшенка	А.И.				М 1:7500	



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

Газопровод  $\phi 15$  к газовому прибору отопления

Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК-2-100

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

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

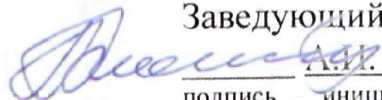
Сбросной газопровод  $\phi 50$  вывести выше карниза крыши здания на 1м

				ВКР-08.03.01.05-2020-ГС			
				Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	№ док.	Лист	Подп.	Дата		
Разраб.	Мартемьянов К.В.					Страница	Лист
Проф.	Оленев И.Б.					у	5 5
				Газоснабжение жилой зоны пгт Тисуль			
				План ГРП с регулятором давления РДУК-2-100			
				М 1:7500			
				ИСЗиС			
Н.контр.	Оленев И.Б.						
Зав.каф.	Матюшенко А.И.						

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Инженерно-строительный  
институт  
Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.И. Матюшенко

подпись      инициалы, фамилия  
«25»      06      2020 г

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

Газоснабжение жилой зоны пгт Тисуль

Наименование ВКР

08.03.01-Строительство

08.03.01.05- Теплогазоснабжение и вентиляция

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

К. В. Мартемьянова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020