

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

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.И. Матюшенко  
подпись инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Н.В.Горбунова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)» содержит 87 страниц текстового документа, 1 приложение, 49 формул, 21 таблицу, 17 использованных источников, 5 листов графического материала.

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

Объект проектирования – г. Олекминск Республика Саха (Якутия). Численность населения 9000 человек.

Цель работы:

- разработать схему газоснабжения г. Олекминск, для обеспечения газом населения 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 разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В поселке запроектирована двухступенчатая тупиковая система газоснабжения. Гидравлический расчет сети низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети.

Газификация села предполагается природным газом, добываемым на Чаяндинском месторождении. Материалы, представленные в работе могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения г. Олекминск РС(Я).

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 Газоснабжение .....	6
1.1 Общие сведения о газификации города .....	8
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа .....	11
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	13
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа .....	23
1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта .....	25
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта .....	25
1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП .....	28
1.8 Трассировка газовых сетей в г. Олекминск .....	28
1.9 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления ..	29
1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления .....	76
1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции .....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления .....	88

## ВВЕДЕНИЕ

К 2019 году средний уровень газификации в России составлял 68,6%. Большой проблемой является газоснабжение Дальнего востока и Сибири природным газом, так как трубопроводный транспорт требует огромных капиталовложений, рабочей силы для строительства, а также связано с большой удаленностью друг от друга населенных пунктов на востоке России и весьма низкой плотностью населения Дальнего Востока и Сибири. Однако, в сентябре 2017 года утверждена Государственная восточная газовая «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР».

В настоящее время магистральный газопровод «Сила Сибири» («восточный» маршрут) транспортирует газ с Чаяндинского месторождения — базового для Якутского центра газодобычи — российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на Востоке России. Является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири». Создание Якутского центра газодобычи в первую очередь направлено на обеспечение газом российских потребителей. С его развитием будут созданы необходимые условия для газоснабжения и газификации населенных пунктов Якутии и других регионов Дальнего Востока. Проект программы предусматривает газификацию 28 населенных пунктов в Ленском, Олекминском, Алданском и Нерюнгринском районах республики от магистрального газопровода Сила Сибири. Как раз по территории этих 4 районов и пройдет МГП Сила Сибири.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации города Олекминска Олекминского района Республики Саха (Якутия),

численность населения которого составляет 9000 человек. Газифицировать г. Олекминск предполагается природным газом.

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

## 1 Газоснабжение

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

При проектировании новых систем газоснабжения поселков использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 МПа необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [1].

Газопроводы, прокладываемые в сельских населенных пунктах, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению - низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) давления;
- по месторасположению относительно отметки земли - подземные и надземные;
- по расположению в системе планировки населенных пунктов - наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);
- по назначению в системе газоснабжения - распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные;
- по материалу труб - металлические (стальные), неметаллические (пластмассовые, резинотканевые и др.).

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными являются газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов, до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.).

На промышленных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятиях, размещенных в отдельно стоящих зданиях, и котельных, расположенных в одноэтажных пристройках к производственным зданиям, максимальное избыточное давление газа в газопроводах внутри помещений допускается 0,6 МПа.

В жилых и общественных зданиях, предприятиях общественного питания (столовых и др.), а также во встроенных в общественные и жилые здания отопительных котельных и предприятиях бытового обслуживания применяется только низкое давление газа.

Номинальное избыточное давление газа перед бытовыми газовыми приборами при использовании природного газа чисто газовых и газонефтяных месторождений и других газов с низшей теплотой сгорания 33520-41900 кДж/м<sup>3</sup> составляет 2 кПа.

По количеству ступеней давления системы газоснабжения села могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление), двухступенчатыми (низкое и среднее). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории села и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Основой для разработки работы является годовой объем потребления газа населенным пунктом.

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

1) расход газа населением в квартирах для приготовления пищи и горячей воды;

2) расход газа предприятиями коммунального хозяйства (котельные);

3) расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий от различных источников теплоснабжения (котельные, местные отопительные установки);

Определение норм удельных расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды производится по среднегодовым нормам расхода тепла. Нормы расхода тепла не являются величиной постоянной. Для бытовых потребителей зависят от климатических условий, охвата населения общественным питанием, наличия или отсутствия центрального отопления, ассортимента и качества бытовых приборов, практики их эксплуатации.

Большая часть этих факторов не поддается теоретическому подсчету-учету, и определение годовой потребности в газе производится по усредненным нормам расхода теплоты, полученным из практики.

### **1.1 Общие сведения о газификации города**

Город Олекминск является административным центром Олекминского района Республики Саха (Якутии), расположенного на юго-западе Якутии. Численность населения составляет 9000 человек.

На территории г. Олекминск источниками теплоснабжения являются водогрейные котельные. На текущий момент на территории поселения осуществляют теплоснабжение 21 котельных: котельная "Пионерская", котельная "4-я школа", котельная "32-х кв.ж.д", котельная "Водоканал", котельная "Комфорт", котельная "ЦРБ", котельная "Ньуругусун", котельная



"РУС", котельная "Дороги Олекмы", котельная "Черемушки", котельная "РПС", котельная "ОВТК", котельная "МПК", котельная "Стадион", котельная "ИП Новоселов", котельная "ИП Сорокин", котельная "ОТМСХ", котельная "Гидротехник", котельная "К.Миллера", котельная "ОРЭС", котельная "Геолог".

Газифицировать г. Олекминск предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 89%, этан – 3%; пропан – 2%, бутан – 1%, пентан – 0,5%, азот + редкие газы – 3,5%, углекислый газ – 0,5%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH} = 22$  °С [4];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -49$  °С [4];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -49$  °С [4];
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон,  $t_{CP.O} = -15,7$  °С [4];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 253$  сут [4].

Ситуационный план газифицируемой территории г. Олекминск приведен на листе №1 графической части. Исходные данные для газификации жилого сектора приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
1	265	5300	
2	220	4400	
3	240	4800	
4	315	6300	
5	290	5800	
6	215	4300	
7	260	–	котельная 1
8	100	2000	
9	280	5600	
10	270	5400	
11	315	6300	

## Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
12	305	–	котельная 9 и 10
13	295	–	котельная 7
14	215	4300	
15	190	3800	
16	210	4200	
17	300	–	котельная 2 и 3
18	200	4000	
19	280	5600	котельная 4
20	195	3900	
21	230	4600	котельная 5
22	185	3700	
23	225	–	котельная 6
24	275	–	котельная 8
25	285	–	котельная 11
26	320	6400	
27	240	4800	
28	310	–	котельная 12
29	180	–	котельная 13
30	310	–	котельная 14
31	235	–	котельная 15
32	205	–	котельная 16
33	290	5800	
34	230	–	котельная 17 и 18
35	265	5300	
36	255	–	котельная 19, 20 и 21
Всего		9000	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Адрес	Вырабатываемая мощность	
			Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная "Пионерская"	ул.Пионерская, 29а	1,72	3950
2	Котельная "4-я школа"	ул.Яковлева, 4а	1,56	3800
3	Котельная "32-х кв.ж.д"	ул.Пионерская,2а	1,56	3800
4	Котельная "Водоканал"	ул.Набережная,1	0,9	800
5	Котельная "Комфорт"	ул.Бабкина,1а	2,2	5000
6	Котельная "ЦРБ"	ул.Филатова,7а	0,9	800
7	Котельная "Ньюругусун"	ул.Гагарина,10	1,8	4000
8	Котельная "РУС"	ул.Озерная,10а	1,56	3800
9	Котельная "Дороги Олекмы"	ул.Тахватулина,37а	0,95	850
10	Котельная "Черемушки"	ул.Строда,41а	0,9	800
11	Котельная "РПС"	ул.Кирова,4а	1,56	3800
12	Котельная "ОВТК"	ул.Гагарина,79а	1,8	4000
13	Котельная "МПК"	ул.Пушкина,10а	1,56	3800
14	Котельная "Стадион"	ул.Кудрина Абагинского,95	2,326	5000
15	Котельная "ИП Новоселов"	ул.Сосновая,8	0,8	700
16	Котельная "ИП Сорокин"	ул.К.Миллера,27а	1,5	3500
17	Котельная "ОТМСХ"	ул.Мелиораторов,17а	0,9	800
18	Котельная "Гидротехник"	ул.Мелиораторов,7а	0,95	850
19	Котельная "К.Миллера"	ул.Мелиораторов,26а	1,16	2450
20	Котельная "ОРЭС"	ул.Мелиораторов,32а	0,95	850
21	Котельная "Геолог"	К.Миллера,89а	1,56	3800

## 1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Газифицировать город Олекминск предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 89%, этан – 3%; пропан – 2%, бутан – 1%, пентан – 0,5%, азот + редкие газы – 3,5%, углекислый газ – 0,5%.

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

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

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

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

$$Q_H^P = \frac{89 \cdot 35840 + 3 \cdot 63730 + 2 \cdot 93370 + 1 \cdot 123770 + 0,5 \cdot 1466340}{100} =$$

$$= 37650 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_\Gamma = \frac{89 \cdot 0,7168 + 3 \cdot 1,3566 + 2 \cdot 2,019 + 1 \cdot 2,703 + 0,5 \cdot 3,221 +}{100} +$$

$$+ \frac{3,5 \cdot 1,2505 + 1 \cdot 1,9768}{100} = 0,826 \text{ кг/м}^3.$$

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

$$\mu_{\Gamma} = \frac{89 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 3 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{0,5 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 3,5 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0.0000116 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет  $\nu_{\Gamma} = 0,0000116/0,826 = 0,0000140 \text{ м}^2/\text{с}$ .

### 1.3 Расчет потребления природного газа населением

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

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

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

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

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

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

расчетных единиц данного вида потребления;

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

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

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

$$Q_{O.B.} = \left[ 24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{q_0 \cdot F \cdot n_0}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

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

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

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

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

$q_0$  – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16]

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

$n_0$  – продолжительность отопительного периода (со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее), принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», сут;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^P=37650$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

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

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
			МДж	м <sup>3</sup>	
1	265	Приготовление пищи	4100	108,9	28,858
2	220	Приготовление пищи	4100	108,9	23,958
3	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	63,745
4	315	Приготовление пищи	4100	108,9	34,303
5	290	Приготовление пищи	4100	108,9	31,580
6	215	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	57,105
7	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	69,057
8	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	26,560
9	280	Приготовление пищи	10000	265,6	74,369
10	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	71,713
11	315	Приготовление пищи	10000	265,6	83,665
12	305	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	81,009
13	295	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	78,353
14	215	Приготовление пищи	10000	265,6	57,105
15	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	50,465
16	210	Приготовление пищи	4100	108,9	22,869
17	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	79,681
18	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	53,121
19	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	74,369
20	195	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	51,793
21	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	61,089
22	185	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	49,137
23	225	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	59,761
24	275	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	73,041
25	285	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	75,697



Окончание таблицы 3

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>	
26	320	Приготовление пищи	4100	111,7	35,744
27	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	63,745
28	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	82,337
29	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	47,809
30	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	82,337
31	235	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	62,417
32	205	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	54,449
33	290	Приготовление пищи	4100	108,9	31,580
34	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	265,6	61,089
35	265	Приготовление пищи	4100	111,7	29,601
36	255	Приготовление пищи и горячей воды	10000	272,5	69,488
Всего					2052,999

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 2052,999 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

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

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	28,858	1800	16,0
2	23,958	1800	13,3
3	63,745	1800	35,4
4	34,303	1800	19,1
5	31,580	1800	17,5
6	57,105	1800	31,7
7	69,057	1800	38,4
8	26,560	1800	14,8
9	74,369	1800	41,3

## Окончание таблицы 4

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
10	71,713	1800	39,8
11	83,665	1800	46,5
12	81,009	1800	45,0
13	78,353	1800	43,5
14	57,105	1800	31,7
15	50,465	1800	28,0
16	22,869	1800	12,7
17	79,681	1800	44,3
18	53,121	1800	29,5
19	74,369	1800	41,3
20	51,793	1800	28,8
21	61,089	1800	33,9
22	49,137	1800	27,3
23	59,761	1800	33,2
24	73,041	1800	40,6
25	75,697	1800	42,1
26	35,744	1800	19,9
27	63,745	1800	35,4
28	82,337	1800	45,7
29	47,809	1800	26,6
30	82,337	1800	45,7
31	62,417	1800	34,7
32	54,449	1800	30,2
33	31,580	1800	17,5
34	61,089	1800	33,9
35	29,601	1800	16,4
36	69,488	1800	38,6
Всего			1140,3

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в г. Олекминск по результатам расчета из таблицы 4 равен 1140,3 м<sup>3</sup>/ч.

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

Исходные данные для расчета: раздел 1.1; укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий,  $g = 670$  кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16].

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

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
1	5300	513,197
2	4400	426,051
3	4800	464,782
4	6300	610,027
5	5800	561,612
6	4300	416,368
8	2000	193,659
9	5600	542,246
10	5400	522,880
11	6300	610,027
14	4300	416,368
15	3800	367,953
16	4200	406,685
18	4000	387,319
19	5600	542,246
20	3900	377,636
21	4600	445,417
22	3700	358,270
26	6400	619,710
27	4800	464,782
33	5800	561,612
35	5300	513,197
Всего		10322,044

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 10322,044 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

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

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

$$m_{ог} = 253 \left( 24(1 + 0,25) \frac{22 - (-15,7)}{22 - (-49)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-15,7)}{22 - (-49)} \right) = 4353 \text{ ч/год}$$

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	513,197	4353	117,9
2	426,051	4353	97,9
3	464,782	4353	106,8
4	610,027	4353	140,1
5	561,612	4353	129,0
6	416,368	4353	95,7
8	193,659	4353	44,5
9	542,246	4353	124,6
10	522,880	4353	120,1
11	610,027	4353	140,1
14	416,368	4353	95,7
15	367,953	4353	84,5
16	406,685	4353	93,4
18	387,319	4353	89,0
19	542,246	4353	124,6
20	377,636	4353	86,8
21	445,417	4353	102,3
22	358,270	4353	82,3
26	619,710	4353	142,4
27	464,782	4353	106,8
33	561,612	4353	129,0
35	513,197	4353	117,9
Всего			2371,4

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в г. Олекминск по результатам расчета из таблицы 6 равен 2371,4 м<sup>3</sup>/ч.

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

Расчет годового расхода газа потребителями сведен в таблицу 7. Исходные данные взяты из таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	28,858	513,197	542,055
2	23,958	426,051	450,009
3	63,745	464,782	528,527
4	34,303	610,027	644,330
5	31,580	561,612	593,192
6	57,105	416,368	473,473
7	69,057	-	69,057
8	26,560	193,659	220,219
9	74,369	542,246	616,615
10	71,713	522,880	594,593
11	83,665	610,027	693,692
12	81,009	-	81,009
13	78,353	-	78,353
14	57,105	416,368	473,473
15	50,465	367,953	418,418
16	22,869	406,685	429,554
17	79,681	-	79,681
18	53,121	387,319	440,440
19	74,369	542,246	616,615
20	51,793	377,636	429,429
21	61,089	445,417	506,506
22	49,137	358,270	407,407
23	59,761	-	59,761
24	73,041	-	73,041
25	75,697	-	75,697
26	35,744	619,710	655,454
27	63,745	464,782	528,527
28	82,337	-	82,337
29	47,809	-	47,809
30	82,337	-	82,337
31	62,417	-	62,417
32	54,449	-	54,449
33	31,580	561,612	593,192
34	61,089	-	61,089
35	29,601	513,197	542,798
36	69,488	-	69,488
Всего	2052,999	10322,044	12375,043

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в г. Олекминск составляет 12375,043 тыс.м<sup>3</sup>/год.

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

Расчет сведен в таблицу 8. Исходные данные взяты из таблицы 6 и 8.

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	16,0	117,9	133,9
2	13,3	97,9	111,2
3	35,4	106,8	142,2
4	19,1	140,1	159,2
5	17,5	129,0	146,5
6	31,7	95,7	127,4
7	38,4	-	38,4
8	14,8	44,5	59,3
9	41,3	124,6	165,9
10	39,8	120,1	159,9
11	46,5	140,1	186,6
12	45,0	-	45,0
13	43,5	-	43,5
14	31,7	95,7	127,4
15	28,0	84,5	112,5
16	12,7	93,4	106,1
17	44,3	-	44,3
18	29,5	89,0	118,5
19	41,3	124,6	165,9
20	28,8	86,8	115,6
21	33,9	102,3	136,2
22	27,3	82,3	109,6
23	33,2	-	33,2
24	40,6	-	40,6
25	42,1	-	42,1
26	19,9	142,4	162,3
27	35,4	106,8	142,2
28	45,7	-	45,7
29	26,6	-	26,6
30	45,7	-	45,7
31	34,7	-	34,7
32	30,2	-	30,2
33	17,5	129,0	146,5
34	33,9	-	33,9
35	16,4	117,9	134,3
36	38,6	-	38,6
Всего	1140,300	2371,400	3511,700

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в г.

Олекминск составляет 3511,7 м<sup>3</sup>/ч.

## 1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания  $Q_H^P=37650$  кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

№	Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	тыс.м <sup>3</sup> /год
		Гкал/ч	Гкал/год			
1	Котельная «Пионерская»	1,72	3950	85	225,0	516,792
2	Котельная «4-я школа»	1,56	3800	85	204,1	497,167
3	Котельная «32-х кв.ж.д»	1,56	3800	85	204,1	497,167
4	Котельная «Водоканал»	0,9	800	85	117,8	104,667
5	Котельная «Комфорт»	2,2	5000	85	287,8	654,168
6	Котельная «ЦРБ»	0,9	800	85	117,8	104,667
7	Котельная «Ньюругусун»	1,8	4000	85	235,5	523,334
8	Котельная «РУС»	1,56	3800	85	204,1	497,167
9	Котельная «Дороги Олекмы»	0,95	850	85	124,3	111,208
10	Котельная «Черемушки»	0,9	800	85	117,8	104,667
11	Котельная «РПС»	1,56	3800	85	204,1	497,167
12	Котельная «ОВТК»	1,8	4000	85	235,5	523,334
13	Котельная «МПК»	1,56	3800	85	204,1	497,167
14	Котельная «Стадион»	2,326	5000	85	304,3	654,168
15	Котельная «ИП Новоселов»	0,8	700	85	104,7	91,583
16	Котельная «ИП Сорокин»	1,5	3500	85	196,3	457,917
17	Котельная «ОТМСХ»	0,9	800	85	117,8	104,667
18	Котельная «Гидротехник»	0,95	850	85	124,3	111,208
19	Котельная «К.Миллера»	1,16	2450	85	151,8	320,542
20	Котельная «ОРЭС»	0,95	850	85	124,3	111,208
21	Котельная «Геолог»	1,56	3800	85	204,1	497,167
Всего					3809,6	7477,132

Для газоснабжения котельных села г. Олекминска требуется 7477,132 тыс.м<sup>3</sup>/год газа.



## 1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.4 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

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

№	Наименование абонента	Часовой расход газа, м3/ч	Расход газа, тыс.м3/год
	КБП население	1140,3	2052,999
	ОВ население	2371,4	10322,044
	Население	3511,7	12375,043
1	Котельная "Пионерская"	225,0	516,792
2	Котельная "4-я школа"	204,1	497,167
3	Котельная "32-х кв.ж.д"	204,1	497,167
4	Котельная "Водоканал"	117,8	104,667
5	Котельная "Комфорт"	287,8	654,168
6	Котельная "ЦРБ"	117,8	104,667
7	Котельная "Ньюругусун"	235,5	523,334
8	Котельная "РУС"	204,1	497,167
9	Котельная "Дороги Олекмы"	124,3	111,208
10	Котельная "Черемушки"	117,8	104,667
11	Котельная "РПС"	204,1	497,167
12	Котельная "ОВТК"	235,5	523,334
13	Котельная "МПИМК"	204,1	497,167
14	Котельная "Стадион"	304,3	654,168
15	Котельная "ИП Новоселов"	104,7	91,583
16	Котельная "ИП Сорокин"	196,3	457,917
17	Котельная "ОТМСХ"	117,8	104,667
18	Котельная "Гидротехник"	124,3	111,208
19	Котельная "К.Миллера"	151,8	320,542
20	Котельная "ОРЭС"	124,3	111,208
21	Котельная "Геолог"	204,1	497,167
	Всего	7321,3	19852,175

## 1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

Система газоснабжения поселка должна гарантировать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать допустимость отключения

отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует использовать однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

Газопроводы, прокладываемые в сельских населенных пунктах, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению - низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) давления;
- по месторасположению относительно отметки земли – подземные и надземные;
- по расположению в системе планировки населенных пунктов – наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);
- по назначению в системе газоснабжения – распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные;
- по материалу труб – металлические (стальные) и неметаллические (пластмассовые, резиноканевые и др.).

Распределительные газопроводы по принципу построения подразделяются на закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые).

Распределительными называют газопроводы, идущие от ГРП, обеспечивающих газоснабжение населенных пунктов, до вводов (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.).

На промышленных предприятиях, а также в отопительных и производственных котельных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятиях, размещенных в отдельно стоящих зданиях, и котельных, расположенных в одноэтажных пристройках к производственным зданиям,

максимальное избыточное давление газа в газопроводах внутри помещений допускается 0,6 МПа.

В жилых и общественных зданиях, предприятиях общественного питания (столовых и др.), а также во встроенных в общественные и жилые здания отопительных котельных и предприятиях бытового обслуживания применяется только низкое давление газа.

Номинальное избыточное давление газа перед бытовыми газовыми приборами при использовании природного газа чисто газовых и газонефтяных месторождений и других газов с низшей теплотой сгорания 33520-41900 кДж/м<sup>3</sup> составляет 2 кПа.

По количеству ступеней давления системы газоснабжения села могут быть одноступенчатыми (низкое или среднее давление) и двухступенчатыми (низкое и среднее). Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно рассматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается наземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

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

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая размещается на севере от города. В городе запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 7 колец и тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Все котельные запитываются от сети низкого давления.

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

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

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

## **1.8 Трассировка газовых сетей в г. Олекминск**

На территории г. Олекминск 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 жилые и общественные здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

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

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Разрешается 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 отсутствует проезд транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

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

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

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

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

В начальном 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. Помимо этого, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная чертой этих

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

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

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

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

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

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

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

где  $\Delta p_{TP}$  – потери давления на трение, Па;

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

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

$$w = V/F, \text{ м/с}, \quad (13)$$

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.

Если принимать во внимание, 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, которое определяется 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 (15), 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 откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках -  $\Delta P/Q_P$ , где  $\Delta P$  - потери давления на участке, Па;  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (25)$$

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

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

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

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

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

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;

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

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

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

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

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, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

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

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

где  $Q_P^II$  – расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

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

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

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

$Q_{K_n}$  – поправочный круговой расход в соседнем кольце, м<sup>3</sup>/ч, для участков, обслуживающих одно кольцо  $Q_{K_n}=0$ .

Потери давления на участках газовой сети зависят от протяженности участка его диаметра и расхода газа, а 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 — расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

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

где  $g_{VD}$  – 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

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

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

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

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

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

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

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

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

При расчете транзитного расхода газа на участке требуется 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), $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$
	номер	расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$			
Контур №1	29	26,6	137,2	5460	0,0251
	30	45,7			
	31	34,7			
	32	30,2			
Контур №2	27	142,2	187,9	3590	0,0523
	28	45,7			
Контур №3	11	186,6	314,0	3190	0,0984
	14	127,4			
Контур №4	13	43,5	635,5	3940	0,1613
	15	112,5			
	17	44,3			
	20	115,6			
	21	136,2			
	22	109,6			
	23	33,2			
Контур №5	24	40,6	72,5	4020	0,0180
	34	33,9			
	36	38,6			



## Окончание таблицы 11

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путь расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч·м
	номер	расход газа, м <sup>3</sup> /ч			
Контур №6	33	146,5	280,8	4500	0,0624
	35	134,3			
Контур №7	3	142,2	229,3	3710	0,0618
	12	45,0			
	25	42,1			
Контур №8	4	159,2	305,7	3100	0,0986
	5	146,5			
Контур №9	6	127,4	325,7	2980	0,1093
	7	38,4			
	8	159,9			
Сектор №1	26	162,3	162,3	1770	0,0917
Сектор №2	18	118,5	284,4	1340	0,2122
	19	165,9			
Сектор №3	16	106,1	106,1	1550	0,0685
Сектор №4	9	165,9	165,9	1020	0,1626
Сектор №5	8	59,3	59,3	1250	0,0474
Сектор №6	1	133,9	245,1	3150	0,0778
	2	111,2			

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

Таблица 12 – Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	200	Контур №1, Контур №5	$0,0251+0,0180=0,0432$	8,6
2-3	300	Контур №1, Контур №6	$0,0251+0,0624=0,0875$	26,3
3-4	420	Контур №1, Контур №6	$0,0251+0,0624=0,0875$	36,8
4-5	110	Контур №1, Контур №6	$0,0251+0,0624=0,0875$	9,6
5-6	200	Контур №1, Контур №6	$0,0251+0,0624=0,0875$	17,5
6-7	430	Контур №1	0,0251	10,8
7-8	340	Контур №1	0,0251	8,5
8-9	340	Контур №1	0,0251	8,5
9-10	170	Контур №1	0,0251	4,3
10-11	410	Контур №1, Контур №2	$0,0251+0,0523=0,0775$	31,8
11-12	130	Контур №1, Контур №2	$0,0251+0,0523=0,0775$	10,1
12-13	80	Контур №1, Контур №2	$0,0251+0,0523=0,0775$	6,2
13-14	150	Контур №1, Контур №2	$0,0251+0,0523=0,0775$	11,6
14-15	350	Контур №1	0,0251	8,8

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
15-16	410	Контур №1	0,0251	10,3
16-17	280	Контур №1	0,0251	7,0
17-18	260	Контур №1	0,0251	6,5
18-19	430	Контур №1	0,0251	10,8
19-20	300	Контур №1	0,0251	7,5
1-20	150	Контур №1, Контур №5	0,0251+0,0180=0,0432	6,5
14-21	460	Контур №2	0,0523	24,1
10-22	230	Контур №2	0,0523	12,0
22-23	540	Контур №2	0,0523	28,3
23-24	240	Контур №2, Сектор №1	0,0523+0,0917=0,1440	34,6
24-25	240	Контур №2, Сектор №1	0,0523+0,0917=0,1440	34,6
25-26	180	Контур №2, Сектор №1	0,0523+0,0917=0,1440	25,9
26-27	200	Контур №2, Контур №7	0,0523+0,0618=0,1141	22,8
27-28	200	Контур №2, Контур №7	0,0523+0,0618=0,1141	22,8
28-29	240	Контур №2, Контур №7	0,0523+0,0618=0,1141	27,4
21-29	290	Контур №2	0,0523	15,2
31-32	210	Контур №3, Контур №4	0,0984+0,1613=0,2597	54,5
32-33	170	Контур №3, Сектор №3	0,0984+0,0685=0,1669	28,4
33-34	290	Контур №3, Контур №9	0,0984+0,1093=0,2077	60,2
34-35	190	Контур №3, Контур №9	0,0984+0,1093=0,2077	39,5
35-36	260	Контур №3, Контур №9	0,0984+0,1093=0,2077	54,0
36-37	390	Контур №3, Контур №8	0,0984+0,0986=0,1970	76,8
37-38	330	Контур №3, Контур №8	0,0984+0,0986=0,1970	65,0
38-39	290	Контур №3, Контур №8	0,0984+0,0986=0,1970	57,1
39-40	200	Контур №7	0,0984+0,0618=0,1602	32,0
40-41	240	Контур №7	0,0984+0,0618=0,1602	38,5
41-42	250	Контур №7	0,0984+0,0618=0,1602	40,1
31-42	370	Контур №4	0,0984+0,1613=0,2597	96,1
42-43	170	Контур №4, Контур №7	0,01613+0,0618=0,2231	37,9
43-44	190	Контур №4, Контур №7	0,01613+0,0618=0,2231	42,4
44-45	200	Контур №4, Сектор №1	0,01613+0,0917=0,2530	50,6
45-46	420	Контур №4, Сектор №1	0,01613+0,0917=0,2530	106,3
46-47	160	Контур №4	0,01613	25,8
47-48	400	Контур №4	0,01613	64,5
48-49	250	Контур №4	0,01613	40,3
49-50	280	Контур №4	0,01613	45,2
50-51	240	Контур №4	0,01613	38,7

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
51-52	80	Контур №4, Сектор №2	0,01613+0,2122=0,3735	29,9
52-53	310	Контур №4, Сектор №2	0,01613+0,2122=0,3735	115,8
53-54	120	Контур №4, Сектор №3	0,01613+0,0685=0,2297	27,6
54-55	450	Контур №4, Сектор №3	0,01613+0,0685=0,2297	103,4
32-55	90	Контур №4, Сектор №3	0,01613+0,0685=0,2297	20,7
20-56	370	Контур №5	0,0180	6,7
56-57	570	Контур №5	0,0180	10,3
57-58	240	Контур №5	0,0180	4,3
58-59	510	Контур №5	0,0180	9,2
59-60	320	Контур №5	0,0180	5,8
60-61	190	Контур №5	0,0180	3,4
61-62	230	Контур №5	0,0180	4,1
62-63	390	Контур №5, Контур №6	0,0180+0,0624=0,0804	31,4
63-64	170	Контур №5, Контур №6	0,0180+0,0624=0,0804	13,7
64-65	420	Контур №5, Контур №6	0,0180+0,0624=0,0804	33,8
2-65	260	Контур №5, Контур №6	0,0180+0,0624=0,0804	20,9
62-66	270	Контур №6	0,0624	16,8
66-67	180	Контур №6	0,0624	11,2
67-68	370	Контур №6	0,0624	23,1
68-69	430	Контур №6	0,0624	26,8
69-70	260	Контур №6	0,0624	16,2
70-71	440	Контур №6	0,0624	27,5
6-71	280	Контур №6	0,0624	17,5
29-76	180	Контур №7	0,0618	11,1
75-76	300	Контур №7	0,0618	18,5
74-75	330	Контур №7	0,0618	20,4
73-74	230	Контур №7, Сектор №6	0,0618+0,0778=0,1396	32,1
72-73	240	Контур №7, Контур №8	0,0618+0,986=0,1604	38,5
39-72	250	Контур №7, Контур №8	0,0618+0,986=0,1604	40,1
26-44	490	Контур №7, Сектор №1	0,0618+0,0917=0,1535	75,2
36-77	190	Контур №8, Контур №9	0,0986+0,1093=0,2079	39,5
77-78	380	Контур №8	0,0986	37,5
78-79	250	Контур №8	0,0986	24,7
79-80	390	Контур №8	0,0986	38,5
73-80	390	Контур №8	0,0986	38,5
33-81	310	Контур №9, Сектор №4	0,1093+0,1626=0,2719	84,3
81-82	160	Контур №9, Сектор №4	0,1093+0,1626=0,2719	43,5

## Окончание таблицы 12

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора), обслуживаемый участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
82-83	310	Контур №9, Сектор №4	$0,1093+0,1626=0,2719$	84,3
83-84	320	Контур №9, Сектор №5	$0,1093+0,0474=0,1567$	50,2
84-85	260	Контур №9	0,1093	28,4
85-86	300	Контур №9	0,1093	32,8
77-86	390	Контур №9	0,1093	42,6
51-87	480	Сектор №2	0,2122	101,9
89-90	470	Сектор №2	0,2122	99,8
33-88	240	Сектор №3, Сектор №4	$0,0685+0,1626=0,2311$	55,5
88-89	480	Сектор №3	0,0685	32,9
83-91	500	Сектор №5	0,0474	23,7
84-92	430	Сектор №5	0,0474	20,4
73-93	810	Сектор №6	0,0778	63,0
93-94	790	Сектор №6	0,0778	61,5
74-95	770	Сектор №6	0,0778	59,9
95-96	550	Сектор №6	0,0778	42,8

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 (котельной)	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	8,6	2-3, 2-65	$26,3+674,2+20,9+511,7=1233,1$
2-3	26,3	3-4, 3-K16	$36,8+441,1+196,3=674,2$
3-4	36,8	4-5	$9,6+431,5=441,1$
4-5	9,6	5-6, 5-K14	$17,5+109,7+304,3=431,5$
5-6	17,5	6-7, 6-71	$10,8+37,7+17,5+43,7=109,7$
6-7	10,8	7-8	$8,5+29,2=37,7$
7-8	8,5	8-9	$8,5+20,6=29,1$
8-9	8,5	9-10	$4,3+16,4=20,6$
9-10	4,3	10-22	$0,085 \cdot (12+180,6)=16,3$
10-11	31,8	10-22	$0,915 \cdot (12+180,6)=176,2$
11-12	10,1	10-11	$31,8+176,2=208,0$
12-13	6,2	11-12	$10,1+208,0=218,1$
13-14	11,6	12-13, 13-K13	$6,2+218,1+204,1=428,4$
14-15	8,8	Нет	
15-16	10,3	Нет	

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
16-17	7,0	15-16	10,3
17-18	6,5	17-K15, 16-17	104,7+7,0+10,3=122,0
18-19	10,8	17-18	6,5+122,0=128,5
19-20	7,5	18-19	10,8+128,6=139,4
1-20	6,5	19-20, 20-56	7,5+139,4+6,7+404,6=558,2
14-21	24,1	14-15, 13-14	8,8+11,6+428,4=448,8
10-22	12,0	22-23	28,3+152,3=180,6
22-23	28,3	23-24	34,6+117,8=152,4
23-24	34,6	24-K12	0,5·235,5=117,8
24-25	34,6	24-K12	0,5·235,5=117,8
25-26	25,9	24-25	34,6+117,8=152,4
26-27	22,8	25-26	0,5·(25,9+152,3)=89,1
27-28	22,8	26-27, 27-K11	22,8+89,1+204,1=316
28-29	27,4	27-28, 28-K10	22,8+316+117,8=456,6
21-29	15,2	28-29, 29-76	27,4+456,7+11,1+779,4=1274,7
31-32	54,5	32-33, 32-55	28,4+1155,5+20,7+1087,1=2291,7
32-33	28,4	33-34, 33-81, 33-38	60,2+347,4+84,3+475,5+55,5+132,7=1155,6
33-34	60,2	34-35	39,5+307,9=347,4
34-35	39,5	35-36	54,0+253,9=307,9
35-36	54,0	36-37, 36-77	76,8+39,5+137,5=253,9
36-37	76,8	Нет	
37-38	65,0	Нет	
38-39	57,1	37-38	65,0
39-40	32,0	40-K9, 40-41	1·(38,5+8,7+124,3)=171,5
40-41	38,5	Нет	8,7
41-42	40,1	Нет	-8,7
31-42	96,1	41-42, 42-43	40,1-8,7+37,9+1240,7=1310,0
42-43	37,9	43-44, 43-K7	42,4+962,8+235,5=1240,7
43-44	42,4	44-45, 26-44	50,6+747,9+75,2+89,1=962,8
44-45	50,6	45-46	106,3+641,6=747,9
45-46	106,3	46-47	25,8+615,8=641,6
46-47	25,8	47-48, 47-K8	64,5+347,2+204,1=615,8
47-48	64,5	48-49, 48-K6	40,3+189,1+117,8=347,2
48-49	40,3	49-50	45,2+143,9=189,1
49-50	45,2	50-K5	0,5·287,8=143,9
50-51	38,7	50-K5	0,5·287,8=143,9

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м3/ч
51-52	29,9	50-51, 51-87	$38,7+143,9+101,9=284,5$
52-53	115,8	51-52, 52-К4	$29,9+284,5+117,8=432,2$
53-54	27,6	52-53	$115,8+432,2=548,0$
54-55	103,4	53-54, 54-К2	$27,6+548,0+204,1=779,6$
32-55	20,7	54-55, 55-К3	$103,4+779,6+204,1=1087,1$
20-56	6,7	56-57	$10,3+394,3=404,6$
56-57	10,3	57-58, 57-К18	$4,3+265,6+124,3=394,3$
57-58	4,3	58-59	$9,2+256,4=265,6$
58-59	9,2	59-60	$5,8+250,7=256,5$
59-60	5,8	60-61, 60-К21	$3,4+43,1+204,1=250,6$
60-61	3,4	61-62	$4,1+39,0=43,1$
61-62	4,1	62-66	$0,5 \cdot (16,8+61,2)=39,0$
62-63	31,4	62-66	$0,5 \cdot (16,8+61,2)=39,0$
63-64	13,7	62-63, 63-К20	$31,4+39,0+124,3=194,7$
64-65	33,8	63-64, 64-К19	$13,7+194,7+151,8=360,2$
2-65	20,9	64-65, 65-К17	$33,8+360,2+117,8=511,8$
62-66	16,8	66-67	$11,2+49,9=61,1$
66-67	11,2	67-68	$23,1+26,8=49,9$
67-68	23,1	68-69	26,8
68-69	26,8	Нет	
69-70	16,2	Нет	
70-71	27,5	69-70	16,2
6-71	17,5	70-71	$27,5+16,2=43,7$
29-76	11,1	75-76	$18,5+760,9=779,4$
75-76	18,5	74-75	$20,4+740,5=760,9$
74-75	20,4	73-74, 74-95	$32,1+605,7+59,9+42,8=740,5$
73-74	32,1	72-73, 73-80, 73-93	$38,5+365,8+38,5+38,5+63,0+61,5=605,8$
72-73	38,5	39-72	$40,1+325,7=365,8$
39-72	40,1	39-40, 38-39	$32+171,5+57,1+65,0=325,6$
26-44	75,2	25-26	$0,5 \cdot (25,9+152,3)=89,1$
36-77	39,5	77-78, 77-86	$37,5+24,7+42,6+32,8=137,6$
77-78	37,5	78-79	24,7
78-79	24,7	Нет	
79-80	38,5	Нет	
73-80	38,5	79-80	38,5
33-81	84,3	81-82	$43,5+432,0=475,5$
81-82	43,5	82-83, 82-К1	$84,3+122,7+225,0=432,0$
82-83	84,3	83-84, 83-91	$50,2+48,8+23,7=122,7$
83-84	50,2	84-85, 84-92	$28,4+20,4=48,8$
84-85	28,4	Нет	
85-86	32,8	Нет	

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м3/ч
77-86	42,6	85-86	32,8
51-87	101,9	Нет	
89-90	99,8	Нет	
33-88	55,5	88-89	32,9+99,8=132,7
88-89	32,9	89-90	99,8
83-91	23,7	Нет	
84-92	20,4	Нет	
73-93	63,0	93-94	61,5
93-94	61,5	Нет	0,0
74-95	59,9	95-96	42,8
95-96	42,8	Нет	
82-К1		Котельная №1	225,0
54-К2		Котельная №2	204,1
55-К3		Котельная №3	204,1
52-К4		Котельная №4	117,8
50-К5		Котельная №5	287,8
48-К6		Котельная №6	117,8
43-К7		Котельная №7	235,5
47-К8		Котельная №8	204,1
40-К9		Котельная №9	124,3
28-К10		Котельная №10	117,8
27-К11		Котельная №11	204,1
24-К12		Котельная №12	235,5
13-К13		Котельная №13	204,1
5-К14		Котельная №14	304,3
17-К15		Котельная №15	104,7
3-К16		Котельная №16	196,3
65-К17		Котельная №17	117,8
57-К18		Котельная №18	124,3
64-К19		Котельная №19	151,8
63-К20		Котельная №20	124,3
60-К21		Котельная №21	204,1

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 быть

постоянным. Изменение нагрузки на ГРП влияет как на транзитный, так и на расчетный расход газа на участках.

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 14 – Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	$k_{II}$	Транзитный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	Расчетный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$
1-2	8,6	0,5	1233,1	1237,4
2-3	26,3	0,5	674,2	687,3
3-4	36,8	0,5	441,1	459,5
4-5	9,6	0,5	431,5	436,3
5-6	17,5	0,5	109,7	118,4
6-7	10,8	0,5	37,7	43,1
7-8	8,5	0,5	29,2	33,5
8-9	8,5	0,5	20,6	24,9
9-10	4,3	0,5	16,4	18,5



Продолжение таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	кП	Транзитный расход газа, м3/ч	Расчетный расход газа, м3/ч
10-11	31,8	0,5	176,2	192,1
11-12	10,1	0,5	208,0	213,0
12-13	6,2	0,5	218,1	221,2
13-14	11,6	0,5	428,4	434,2
14-15	8,8	0,5	-	4,4
15-16	10,3	0,5	-	5,2
16-17	7,0	0,5	10,3	13,8
17-18	6,5	0,5	122,0	125,3
18-19	10,8	0,5	128,6	134,0
19-20	7,5	0,5	139,4	143,1
1-20	6,5	0,5	558,1	561,4
14-21	24,1	0,5	448,8	460,8
10-22	12,0	0,5	180,6	186,6
22-23	28,3	0,5	152,3	166,5
23-24	34,6	0,5	117,8	135,0
24-25	34,6	0,5	117,8	135,0
25-26	25,9	0,5	152,3	165,3
26-27	22,8	0,5	89,1	100,5
27-28	22,8	0,5	316,1	327,5
28-29	27,4	0,5	456,7	470,4
21-29	15,2	0,5	1274,7	1282,2
31-32	54,5	0,5	2291,7	2318,9
32-33	28,4	0,5	1155,5	1169,7
33-34	60,2	0,5	347,4	377,5
34-35	39,5	0,5	307,9	327,6
35-36	54,0	0,5	253,9	280,9
36-37	76,8	0,5	-	38,4
37-38	65,0	0,5	-	32,5
38-39	57,1	0,5	65,0	93,6
39-40	32,0	0,5	171,5	187,5
40-41	38,5	0,5	8,7	27,9
41-42	40,1	0,5	8,7	11,3
31-42	96,1	0,5	1310,0	1358,0
42-43	37,9	0,5	1240,7	1259,7
43-44	42,4	0,5	962,8	984,0
44-45	50,6	0,5	747,9	773,2
45-46	106,3	0,5	641,6	694,7
46-47	25,8	0,5	615,8	628,7
47-48	64,5	0,5	347,2	379,4
48-49	40,3	0,5	189,1	209,2
49-50	45,2	0,5	143,9	166,5
50-51	38,7	0,5	143,9	163,3
51-52	29,9	0,5	284,5	299,4
52-53	115,8	0,5	432,2	490,1
53-54	27,6	0,5	548,0	561,7

Продолжение таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	кП	Транзитный расход газа, м3/ч	Расчетный расход газа, м3/ч
54-55	103,4	0,5	779,6	831,3
32-55	20,7	0,5	1087,1	1097,5
20-56	6,7	0,5	404,6	407,9
56-57	10,3	0,5	394,3	399,4
57-58	4,3	0,5	265,6	267,8
58-59	9,2	0,5	256,4	261,0
59-60	5,8	0,5	250,7	253,6
60-61	3,4	0,5	43,1	44,9
61-62	4,1	0,5	39,0	41,1
62-63	31,4	0,5	39,0	54,7
63-64	13,7	0,5	194,7	201,5
64-65	33,8	0,5	360,1	377,0
2-65	20,9	0,5	511,7	522,2
62-66	16,8	0,5	61,2	69,6
66-67	11,2	0,5	49,9	55,5
67-68	23,1	0,5	26,8	38,4
68-69	26,8	0,5	-	13,4
69-70	16,2	0,5	-	8,1
70-71	27,5	0,5	16,2	30,0
6-71	17,5	0,5	43,7	52,4
29-76	11,1	0,5	779,4	785,0
75-76	18,5	0,5	760,9	770,2
74-75	20,4	0,5	740,5	750,7
73-74	32,1	0,5	605,7	621,7
72-73	38,5	0,5	365,8	385,0
39-72	40,1	0,5	325,7	345,7
26-44	75,2	0,5	89,1	126,7
36-77	39,5	0,5	137,5	157,3
77-78	37,5	0,5	24,7	43,4
78-79	24,7	0,5	-	12,3
79-80	38,5	0,5	-	19,2
73-80	38,5	0,5	38,5	57,7
33-81	84,3	0,5	475,5	517,7
81-82	43,5	0,5	432,0	453,7
82-83	84,3	0,5	122,7	164,8
83-84	50,2	0,5	48,8	73,9
84-85	28,4	0,5	-	14,2
85-86	32,8	0,5	-	16,4
77-86	42,6	0,5	32,8	54,1
51-87	101,9	0,5	-	50,9
89-90	99,8	0,5	0,0	49,9
33-88	55,5	0,5	132,6	160,3
88-89	32,9	0,5	99,8	116,2
83-91	23,7	0,5	-	11,9
84-92	20,4	0,5	-	10,2
73-93	63,0	0,5	61,5	93,0

## Окончание таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	кП	Транзитный расход газа, м3/ч	Расчетный расход газа, м3/ч
93-94	61,5	0,5	-	30,7
74-95	59,9	0,5	42,8	72,8
95-96	42,8	0,5	-	21,4
82-К1			-	225,0
54-К2			-	204,1
55-К3			-	204,1
52-К4			-	117,8
50-К5			-	287,8
48-К6			-	117,8
43-К7			-	235,5
47-К8			-	204,1
40-К9			-	124,3
28-К10			-	117,8
27-К11			-	204,1
24-К12			-	235,5
13-К13			-	204,1
5-К14			-	304,3
17-К15			-	104,7
3-К16			-	196,3
65-К17			-	117,8
57-К18			-	124,3
64-К19			-	151,8
63-К20			-	124,3
60-К21			-	204,1

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	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	1237,4	121367	0,0173	264	0,2133
	2-3	К6	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	687,3	67414	0,0196	139	0,2023
	3-4	К6	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	459,5	45069	0,0217	96	0,2094
	4-5	К6	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	436,3	42794	0,0220	23	0,0527
	5-6	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	118,4	11617	0,0305	4	0,0361
	6-7		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	43,1	4231	0,0392	2	0,0364
	7-8		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	33,5	3282	0,0372	1	0,0211
	8-9		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	24,9	2444	0,0337	0	0,0143
	9-10		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	18,5	1815	0,0353	0	0,0055
	10-11	К2	410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-192,1	18844	0,0270	-20	0,1063
	11-12	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-213,0	20896	0,0263	-8	0,0364
	12-13	К2	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-221,2	21694	0,0261	-5	0,0230
	13-14	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-434,2	42586	0,0220	-31	0,0717
	14-15		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	4,4	431	0,1484	0	0,0114
	15-16		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-5,2	505	0,1267	0	0,0134
	16-17		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-13,8	1356	0,0472	0	0,0091
	17-18		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-125,3	12290	0,0301	-6	0,0489
	18-19		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-134,0	13141	0,0296	-11	0,0851
	19-20		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-143,1	14040	0,0291	-9	0,0624
	1-20	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-561,4	55061	0,0207	-49	0,0869

Продолжение таблицы 15

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	$\Delta P/Q_p$
$\Delta = \frac{389}{0,5 \cdot 669} 100\% = 116,4\%$ , $\sum \Delta Q_K = -113,9 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma 389$ $\Sigma/\Delta P/=669$	$\Sigma 1,3455$
К2	14-21		460	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	460,8	45200	0,0217	106	0,2298
	13-14	К1	150	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	434,2	42586	0,0220	31	0,0717
	12-13	К1	80	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	221,2	21694	0,0261	5	0,0230
	11-12	К1	130	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	213,0	20896	0,0263	8	0,0364
	10-11	К1	410	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	192,1	18844	0,0270	20	0,1063
	10-22		230	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	186,6	18302	0,0272	11	0,0583
	22-23		540	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	166,5	16326	0,0280	21	0,1257
	23-24		240	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	135,0	13245	0,0295	6	0,0478
	24-25		240	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-135,0	13245	0,0295	-6	0,0478
	25-26		180	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-165,3	16211	0,0280	-7	0,0417
	26-27	К7	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-100,5	9861	0,0318	-3	0,0319
	27-28	К7	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-327,5	32119	0,0236	-25	0,0773
	28-29	К7	240	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-470,4	46136	0,0216	-57	0,1218
21-29		290	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-1282,2	125765	0,0171	-408	0,3182	
$\Delta = \frac{229}{0,5 \cdot 716} 100\% = -83,44\%$ , $\sum \Delta Q_K = 1425,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma 229$ $\Sigma/\Delta P/=716$	$\Sigma 1,3375$
К3	31-32	К4	210	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	2318,9	201775	0,0156	483	0,2081
	32-33		170	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	1169,7	114725	0,0175	203	0,1734
	33-34	К9	290	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	377,5	37025	0,0228	47	0,1247

Продолжение таблицы 15

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	$\Delta P/Q_P$
	34-35	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	327,6	32135	0,0236	24	0,0735
	35-36	К9	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	280,9	27551	0,0246	25	0,0896
	36-37	К8	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	38,4	3769	0,0389	1	0,0291
	37-38	К8	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-32,5	3189	0,0368	-1	0,0197
	38-39	К8	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-93,6	9180	0,0323	-4	0,0438
	39-40	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	187,5	18389	0,0272	10	0,0509
	40-41	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	27,9	2739	0,0350	0	0,0117
	41-42	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-11,3	1111	0,0576	0	0,0081
	31-42	К4	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	-1358,0	118165	0,0173	-325	0,2393
$\Delta = \frac{463}{0,5 \cdot 1123} 100\% = 82,47\%$ , $\sum \Delta Q_K = -200,0$ м <sup>3</sup> /ч, (по табл.16)								$\sum 463$	$\sum 1,0721$
К4	31-42	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	1358,0	118165	0,0173	325	0,2393
	42-43	К7	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	1259,7	109605	0,0176	131	0,1036
	43-44	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	984,0	85620	0,0185	93	0,0949
	44-45		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	773,2	67275	0,0196	64	0,0834
	45-46		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	694,7	60451	0,0202	112	0,1616
	46-47		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	628,7	54705	0,0207	36	0,0571
	47-48		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	379,4	33016	0,0235	37	0,0978
	48-49		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	209,2	18205	0,0272	8	0,0391
	49-50		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	166,5	14486	0,0288	6	0,0369
	50-51		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	-163,3	14205	0,0290	-5	0,0312
51-52		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	-299,4	26054	0,0249	-5	0,0164	

Продолжение таблицы 15

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	$\Delta P/Q_p$
	52-53		310	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	-490,1	42642	0,0220	-45	0,0918
	53-54		120	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	-561,7	48879	0,0213	-22	0,0394
	54-55		450	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	-831,3	72335	0,0193	-165	0,1981
	32-55		90	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	-1097,5	95492	0,0180	-54	0,0488
	31-32	К3	210	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-355x32,2 (290,6)	-2318,9	201775	0,0156	-483	0,2081
$\Delta = \frac{35}{0,5 \cdot 1591} 100\% = 4,41\%$ , $\sum \Delta Q_k = -38,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\sum_{35} \Delta P = 1591$	$\sum 1,5475$
К5	1-20	К1	150	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	561,4	55061	0,0207	49	0,0869
	20-56		370	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	407,9	40007	0,0224	69	0,1687
	56-57		570	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	399,4	39175	0,0225	102	0,2558
	57-58		240	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	267,8	26267	0,0249	21	0,0798
	58-59		510	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	261,0	25604	0,0250	43	0,1664
	59-60		320	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	253,6	24870	0,0252	26	0,1021
	60-61		190	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	44,9	4400	0,0388	1	0,0165
	61-62		230	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	41,1	4029	0,0397	1	0,0187
	62-63	К6	390	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-54,7	5364	0,0370	-2	0,0394
	63-64	К6	170	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-201,5	19764	0,0267	-9	0,0457
	64-65	К6	420	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-377,0	36981	0,0228	-68	0,1805
	2-65	К6	260	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-522,2	51217	0,0210	-74	0,1427
1-2	К1	200	ПЭ 80 ГА3 CDR 11-315x28,6 (257,8)	-1237,4	121367	0,0173	-264	0,2133	

Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	<i>l</i> , м	<i>d<sub>n</sub></i> x <i>s</i> , мм	<i>Q<sub>p</sub></i> , м <sup>3</sup> /ч	<i>Re</i>	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
$\Delta = \frac{-106}{0,5 \cdot 730} 100\% = -29,02\%$ , $\Sigma \Delta Q_K = 15,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma -106$ $\Sigma/\Delta P/=730$	$\Sigma 1,5165$
К6	2-3	К1	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-687,3	67414	0,0196	-139	0,2023
	3-4	К1	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-459,5	45069	0,0217	-96	0,2094
	4-5	К1	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-436,3	42794	0,0220	-23	0,0527
	5-6	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-118,4	11617	0,0305	-4	0,0361
	62-63	К5	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	54,7	5364	0,0370	2	0,0394
	63-64	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	201,5	19764	0,0267	9	0,0457
	64-65	К5	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	377,0	36981	0,0228	68	0,1805
	2-65	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	522,2	51217	0,0210	74	0,1427
	62-66		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	69,6	17214	0,0276	184	2,6476
	66-67		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	55,5	13740	0,0292	83	1,4905
	67-68		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	38,4	9495	0,0321	89	2,3221
	68-69		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	13,4	3319	0,0373	15	1,0977
	69-70		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	-8,1	2007	0,0315	-3	0,3394
	70-71		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	-30,0	7411	0,0341	-69	2,2931
6-71		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	-52,4	12968	0,0296	-116	2,2202	
$\Delta = \frac{74}{0,5 \cdot 975} 100\% = 15,26\%$ , $\Sigma \Delta Q_K = -6,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma 74$ $\Sigma/\Delta P/=975$	$\Sigma 13,3193$
К7	26-27	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	100,5	9861	0,0318	3	0,0319
	27-28	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	327,5	32119	0,0236	25	0,0773
	28-29	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	470,4	46136	0,0216	57	0,1218



Продолжение таблицы 15

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	<i>l</i> , м	<i>d<sub>n</sub></i> x <i>s</i> , мм	<i>Q<sub>p</sub></i> , м <sup>3</sup> /ч	<i>Re</i>	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
57	29-76		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-785,0	76996	0,0190	-105	0,1341
	75-76		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-770,2	75541	0,0191	-170	0,2203
	74-75		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-750,7	73632	0,0192	-178	0,2377
	73-74		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-621,7	60983	0,0201	-89	0,1438
	72-73	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-385,0	37765	0,0227	-40	0,1048
	39-72	К8	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-345,7	33910	0,0233	-35	0,1007
	39-40	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-187,5	18389	0,0272	-10	0,0509
	40-41	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-27,9	2739	0,0350	0	0,0117
	41-42	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	11,3	1111	0,0576	0	0,0081
	42-43	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	-1259,7	109605	0,0176	-131	0,1036
	43-44	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2 (290,6)	-984,0	85620	0,0185	-93	0,0949
	26-44		490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-126,7	12430	0,0300	-12	0,0930
$\Delta = \frac{-778}{0,5 \cdot 949} 100\% = -163,81\%$ , $\sum \Delta Q_K = 303,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\sum -778$ $\sum/\Delta P/=949$	$\sum 1,5346$
К8	36-37	К3	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-38,4	3769	0,0389	-1	0,0291
	37-38	К3	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	32,5	3189	0,0368	1	0,0197
	38-39	К3	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	93,6	9180	0,0323	4	0,0438
	39-72	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	345,7	33910	0,0233	35	0,1007
	72-73	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	385,0	37765	0,0227	40	0,1048
	36-77	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	157,3	15428	0,0284	7	0,0424

Окончание таблицы 15

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	$\Delta P/Q_P$
	77-78		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	43,4	10735	0,0311	113	2,6150
	78-79		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	12,3	3050	0,0363	7	0,5700
	79-80		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	-19,2	4758	0,0381	-28	1,4578
	73-80		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4 (102,2)	-57,7	14273	0,0289	-192	3,3230
$\Delta = \frac{-14}{0,5 \cdot 428} 100\% = -6,45\%$ , $\sum \Delta Q_K = 0,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma -14$	$\Sigma 8,3062$
К9	33-34	К3	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-377,5	37025	0,0228	-47	0,1247
	34-35	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-327,6	32135	0,0236	-24	0,0735
	35-36	К3	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-280,9	27551	0,0246	-25	0,0896
	33-81		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	517,7	50773	0,0211	87	0,1690
	81-82		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	453,7	44505	0,0218	36	0,0790
	82-83		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	164,8	16168	0,0281	12	0,0716
	83-84		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	73,9	7248	0,0343	3	0,0405
	84-85		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	14,2	1394	0,0459	0	0,0085
	85-86		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-16,4	1608	0,0398	0	0,0098
	77-86		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-54,1	5306	0,0371	-2	0,0391
36-77	К8	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6 (257,8)	-157,3	15428	0,0284	-7	0,0424	
$\Delta = \frac{33}{0,5 \cdot 244} 100\% = 0,7477\%$ , $\sum \Delta Q_K = -96,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ , (по табл.16)								$\Sigma 33$	$\Sigma 0,7477$

Определяем первый поправочный расход по формуле (26):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-389}{1,75 \cdot 1,3455} = -165,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-229}{1,75 \cdot 1,3375} = 127,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{463}{1,75 \cdot 1,0721} = -246,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{35}{1,75 \cdot 1,5475} = -13,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-106}{1,75 \cdot 1,5165} = 39,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K^1 = -\frac{74}{1,75 \cdot 13,3193} = -3,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 7 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-778}{1,75 \cdot 1,5346} = 289,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 8 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-14}{1,75 \cdot 8,3062} = 0,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 9 } \Delta Q_K^1 = -\frac{33}{1,75 \cdot 0,7477} = -25,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (27):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K = -165,4 + \frac{((0,0717+0,0230+0,0364+0,1063) \cdot 135,2 + (0,2133+0,0869) \cdot 39,9 + (0,2023+0,2094+0,0527+0,0361) \cdot 3,2)}{1,3455} =$$

$$-135,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K = 127,6 + \frac{((0,0717+0,0230+0,0364+0,1063) \cdot (-135,2) + (0,0773+0,1218+0,3182) \cdot 289,6)}{1,3375} = 104,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K = -246,7 + \frac{((0,2081+0,2393) \cdot (-13) \cdot (0,0509+0,0117+0,0081) \cdot 289,6 + (0,0291+0,0197+0,0438) \cdot 0,9 + (0,1247+0,0735+0,0896) \cdot (-25,2))}{-239,7} = -239,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K = -13 + \frac{((0,2393+0,2081) \cdot (-239,7) + (0,1036+0,0949) \cdot 289,6)}{1,5475} = -45,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = 39,9 + \frac{((-135,2) + (0,0394+0,0457+0,1805+0,1427) \cdot (-3,2))}{1,5165} = 12,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K = -3,2 + \frac{((0,2023+0,2094+0,0527+0,0361) \cdot (-135,2) + (0,0394+0,0457+0,1805+0,1427) \cdot 12,3)}{13,3193} = -7,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 7 } \Delta Q_K = 289,6 + \frac{((0,0319+0,0773+0,1218) \cdot 104,2 + (0,0509+0,0117+0,0081) \cdot (-239,7) + (0,1036+0,0949) \cdot (-45,1) + (0,1048+0,1007) \cdot 0,9)}{1,5346} =$$

288,5 м<sup>3</sup>/ч

$$\text{-кольцо 8 } \Delta Q_K = 0,9 + \frac{((0,0291+0,0197+0,0438) \cdot (-239,7) + (0,1007+0,1048) \cdot 288,5 + 0,0424 \cdot (-25,2))}{8,3062} = 5,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 9 } \Delta Q_K = -25,2 + \frac{((0,1247+0,0753+0,0896) \cdot (-239,7) + 0,0424 \cdot 5,3)}{0,7471} = -117,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

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

Таблица 16 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	116,4	-9,6	-1,6	-0,2	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-165,4	11,8	2,0	0,2	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-135,2	18,3	2,5	0,4	0,1	0,0	-113,9
Кольцо 2							
Ошибка в кольце, %	-83,4	-18,4	-1,2	-0,3	-0,1	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	127,6	30,6	1,9	0,5	0,1	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	104,2	35,0	2,5	0,6	0,1	0,0	142,5
Кольцо 3							
Ошибка в кольце, %	82,5	-13,1	-3,1	-0,8	-0,2	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-246,7	31,8	7,6	1,9	0,4	0,1	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-239,7	28,8	8,2	2,0	0,5	0,1	-200,2
Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	4,4	2,6	-0,6	-0,1	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-13,0	-7,5	1,6	0,3	0,1	0,0	

Продолжение таблицы 16

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-45,1	1,1	4,1	0,9	0,2	0,1	-38,7
Кольцо 5							
Ошибка в кольце, %	-29,0	1,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	39,9	-1,5	0,2	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	12,3	2,2	0,7	0,1	0,0	0,0	15,3
Кольцо 6							
Ошибка в кольце, %	15,3	-3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-3,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-7,9	1,3	0,1	0,0	0,0	0,0	-6,5
Кольцо 7							
Ошибка в кольце, %	-163,8	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	289,6	-2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	288,5	11,2	2,8	0,7	0,2	0,0	303,4
Кольцо 8							
Ошибка в кольце, %	-6,4	41,9	-1,7	0,0	0,0	0,0	

Окончание таблицы 16

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	0,9	-6,4	0,2	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	5,3	-5,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,8
Кольцо 9							
Ошибка в кольце, %	27,1	-15,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-25,2	10,1	0,2	0,0	0,0	0,0	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-117,2	17,7	2,7	0,6	0,1	0,0	-96,0

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

где P – давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

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

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vy}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_p''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2	К5	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	1237,4	-129,2	1108,2	108698	0,0177	217	0,1955
	2-3	К6	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	687,3	-107,3	580,0	56886	0,0205	103	0,1781
	3-4	К6	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	459,5	-107,3	352,2	34542	0,0232	60	0,1715
	4-5	К6	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	436,3	-107,3	329,0	32267	0,0236	14	0,0427
	5-6	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	118,4	-107,3	11,1	1089	0,0587	0	0,0065
	6-7		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	43,1	-113,9	-70,7	6937	0,0347	-4	0,0527
	7-8		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	33,5	-113,9	-80,4	7886	0,0336	-4	0,0459
	8-9		340	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	24,9	-113,9	-88,9	8724	0,0327	-4	0,0495
	9-10		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	18,5	-113,9	-95,3	9352	0,0322	-2	0,0261
	10-11	К2	410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-192,1	-256,4	-448,5	43992	0,0218	-90	0,2007
	11-12	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-213,0	-256,4	-469,4	46043	0,0216	-31	0,0659
	12-13	К2	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-221,2	-256,4	-477,6	46841	0,0215	-20	0,0410
	13-14	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-434,2	-256,4	-690,6	67734	0,0196	-70	0,1015
	14-15		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	4,4	-113,9	-109,5	10736	0,0311	-7	0,0595
	15-16		410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-5,2	-113,9	-119,0	11673	0,0304	-9	0,0742
	16-17		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-13,8	-113,9	-127,7	12523	0,0299	-7	0,0534
	17-18		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-125,3	-113,9	-239,2	23458	0,0256	-19	0,0794
	18-19		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-134,0	-113,9	-247,8	24308	0,0253	-33	0,1349
	19-20		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-143,1	-113,9	-257,0	25208	0,0251	-25	0,0967
	1-20	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-561,4	-129,2	-690,5	67731	0,0196	-70	0,1015
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 789} 100\% = -0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,7771$
										$\Sigma/\Delta P = 789$	



Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура	$l$ , 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	$\Delta P/Q_p$
К2	14-21		460	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	460,8	142,5	603,4	59179	0,0203	170	0,2813
	13-14	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	434,2	256,4	690,6	67734	0,0196	70	0,1015
	12-13	К1	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	221,2	256,4	477,6	46841	0,0215	20	0,0410
	11-12	К1	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	213,0	256,4	469,4	46043	0,0216	31	0,0659
	10-11	К1	410	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	192,1	256,4	448,5	43992	0,0218	90	0,2007
	10-22		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	186,6	142,5	329,1	32282	0,0236	29	0,0893
	22-23		540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	166,5	142,5	309,0	30306	0,0240	62	0,1999
	23-24		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	135,0	142,5	277,6	27224	0,0246	23	0,0820
	24-25		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-135,0	142,5	7,5	735	0,0870	0	0,0078
	25-26		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-165,3	142,5	-22,7	2231	0,0327	0	0,0067
	26-27	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-100,5	-160,9	-261,4	25638	0,0250	-17	0,0653
	27-28	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-327,5	-160,9	-488,3	47896	0,0214	-51	0,1044
	28-29	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-470,4	-160,9	-631,2	61913	0,0201	-96	0,1518
21-29		290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-1282,2	142,5	-1139,7	111786	0,0176	-330	0,2898	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 989} \cdot 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,6873$
										$\Sigma/\Delta P = 989$	
К3	31-32	К4	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	2318,9	-161,5	2157,4	187721	0,0158	424	0,1964
	32-33		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	1169,7	-200,2	969,4	95085	0,0180	144	0,1483
	33-34	К9	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	377,5	-104,2	273,3	26802	0,0247	27	0,0979
	34-35	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	327,6	-104,2	223,4	21912	0,0260	12	0,0551
	35-36	К9	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	280,9	-104,2	176,7	17328	0,0276	11	0,0633

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура	$l$ , 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	$\Delta P/Q_p$
	36-37	К8	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	38,4	-201,1	-162,6	15953	0,0282	-15	0,0892
	37-38	К8	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-32,5	-201,1	-233,6	22911	0,0257	-23	0,0990
	38-39	К8	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-93,6	-201,1	-294,7	28902	0,0243	-31	0,1036
	39-40	К7	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	187,5	-503,6	-316,1	31008	0,0238	-24	0,0753
	40-41	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	27,9	-503,6	-475,7	46658	0,0215	-58	0,1228
	41-42	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-11,3	-503,6	-515,0	50508	0,0211	-70	0,1357
	31-42	К4	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-1358,0	-161,5	-1519,5	132218	0,0170	-398	0,2616
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1236} \cdot 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,4483$
										$\Sigma/\Delta P = 1236$	
К4	31-42	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	1358,0	161,5	1519,5	132218	0,0170	398	0,2616
	42-43	К7	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	1259,7	-342,1	917,5	79837	0,0188	74	0,0806
	43-44	К7	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	984,0	-342,1	641,9	55852	0,0206	44	0,0689
	44-45		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	773,2	-38,7	734,4	63906	0,0199	59	0,0802
	45-46		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	694,7	-38,7	656,0	57082	0,0205	102	0,1548
	46-47		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	628,7	-38,7	590,0	51336	0,0210	32	0,0545
	47-48		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	379,4	-38,7	340,7	29647	0,0241	31	0,0902
	48-49		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	209,2	-38,7	170,5	14836	0,0287	6	0,0335
	49-50		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	166,5	-38,7	127,8	11117	0,0308	4	0,0303
	50-51		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-163,3	-38,7	-202,0	17574	0,0275	-7	0,0366
	51-52		80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-299,4	-38,7	-338,1	29423	0,0242	-6	0,0179

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура	$l$ , 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	$\Delta P/Q_p$
	52-53		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-490,1	-38,7	-528,8	46011	0,0216	-51	0,0972
	53-54		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-561,7	-38,7	-600,5	52248	0,0209	-25	0,0414
	54-55		450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-831,3	-38,7	-870,0	75705	0,0191	-178	0,2050
	32-55		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-1097,5	-38,7	-1136,2	98861	0,0178	-57	0,0501
	31-32	К3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-2318,9	161,5	-2157,4	187721	0,0158	-424	0,1964
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1497} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,4992$
										$\Sigma/\Delta P = 1497$	
К5	1-20	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	561,4	129,2	690,5	67731	0,0196	70	0,1015
	20-56		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	407,9	15,3	423,2	41508	0,0222	73	0,1734
	56-57		570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	399,4	15,3	414,7	40677	0,0223	109	0,2631
	57-58		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	267,8	15,3	283,1	27769	0,0245	24	0,0832
	58-59		510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	261,0	15,3	276,4	27106	0,0247	48	0,1736
	59-60		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	253,6	15,3	268,9	26372	0,0248	29	0,1067
	60-61		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	44,9	15,3	60,2	5902	0,0361	1	0,0206
	61-62		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	41,1	15,3	56,4	5530	0,0367	1	0,0238
	62-63	К6	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-54,7	21,8	-32,9	3222	0,0369	-1	0,0236
	63-64	К6	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-201,5	21,8	-179,7	17623	0,0275	-8	0,0419
	64-65	К6	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-377,0	21,8	-355,2	34839	0,0232	-61	0,1726
	2-65	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-522,2	21,8	-500,3	49076	0,0213	-69	0,1382
1-2	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-1237,4	129,2	-1108,2	108698	0,0177	-217	0,1955	

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vy}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_p''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 711} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,5177$
										$\Sigma 711$	
К6	2-3	К1	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-687,3	107,3	-580,0	56886	0,0205	-103	0,1781
	3-4	К1	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-459,5	107,3	-352,2	34542	0,0232	-60	0,1715
	4-5	К1	110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-436,3	107,3	-329,0	32267	0,0236	-14	0,0427
	5-6	К1	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-118,4	107,3	-11,1	1089	0,0587	0	0,0065
	62-63	К5	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	54,7	-21,8	32,9	3222	0,0369	1	0,0236
	63-64	К5	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	201,5	-21,8	179,7	17623	0,0275	8	0,0419
	64-65	К5	420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	377,0	-21,8	355,2	34839	0,0232	61	0,1726
	2-65	К5	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	522,2	-21,8	500,3	49076	0,0213	69	0,1382
	62-66		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	69,6	-6,5	63,1	15600	0,0283	155	2,4591
	66-67		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	55,5	-6,5	49,0	12126	0,0302	67	1,3572
	67-68		370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	38,4	-6,5	31,9	7881	0,0336	64	2,0193
	68-69		430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	13,4	-6,5	6,9	1705	0,0375	4	0,5675
	69-70		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	-8,1	-6,5	-14,6	3621	0,0384	-11	0,7453
	70-71		440	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	-30,0	-6,5	-36,5	9024	0,0325	-97	2,6582
6-71		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	-52,4	-6,5	-58,9	14582	0,0288	-143	2,4244	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 857} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 13,006$ 2
										$\Sigma 857$	
К7	26-27	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	100,5	160,9	261,4	25638	0,0250	17	0,0653

Продолжение таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{vy}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_p''$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
	27-28	К2	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	327,5	160,9	488,3	47896	0,0214	51	0,1044
	28-29	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	470,4	160,9	631,2	61913	0,0201	96	0,1518
	29-76		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-785,0	303,4	-481,6	47239	0,0215	-45	0,0929
	75-76		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-770,2	303,4	-466,8	45784	0,0216	-71	0,1513
	74-75		330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-750,7	303,4	-447,3	43874	0,0219	-72	0,1612
	73-74		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-621,7	303,4	-318,4	31225	0,0238	-28	0,0871
	72-73	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-385,0	302,6	-82,5	8089	0,0334	-3	0,0330
	39-72	К8	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-345,7	302,6	-43,2	4235	0,0392	-1	0,0211
	39-40	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-187,5	503,6	316,1	31008	0,0238	24	0,0753
	40-41	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-27,9	503,6	475,7	46658	0,0215	58	0,1228
	41-42	К3	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	11,3	503,6	515,0	50508	0,0211	70	0,1357
	42-43	К4	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-1259,7	342,1	-917,5	79837	0,0188	-74	0,0806
	43-44	К4	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-355x32,2	-984,0	342,1	-641,9	55852	0,0206	-44	0,0689
	26-44		490	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-126,7	303,4	176,7	17327	0,0276	21	0,1193
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 674} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,4708$
										$\Sigma 674$	
К8	36-37	К3	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-38,4	201,1	162,6	15953	0,0282	15	0,0892
	37-38	К3	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	32,5	201,1	233,6	22911	0,0257	23	0,0990
	38-39	К3	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	93,6	201,1	294,7	28902	0,0243	31	0,1036
	39-72	К7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	345,7	-302,6	43,2	4235	0,0392	1	0,0211

Окончание таблицы 17

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч номер	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	$\Delta P/Q_p$
	72-73	К7	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	385,0	-302,6	82,5	8089	0,0334	3	0,0330
	36-77	К9	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	157,3	96,8	254,1	24926	0,0252	15	0,0607
	77-78		380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	43,4	0,8	44,2	10943	0,0309	117	2,6528
	78-79		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	12,3	0,8	13,2	3257	0,0371	8	0,6224
	79-80		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	-19,2	0,8	-18,4	4550	0,0385	-26	1,4098
	73-80		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	-57,7	0,8	-56,8	14065	0,0291	-187	3,2866
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 426} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 8,3783$
										$\Sigma 426$	
К9	33-34	К3	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-377,5	104,2	-273,3	26802	0,0247	-27	0,0979
	34-35	К3	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-327,6	104,2	-223,4	21912	0,0260	-12	0,0551
	35-36	К3	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-280,9	104,2	-176,7	17328	0,0276	-11	0,0633
	33-81		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	517,7	-96,0	421,7	41357	0,0222	61	0,1449
	81-82		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	453,7	-96,0	357,7	35089	0,0231	24	0,0661
	82-83		310	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	164,8	-96,0	68,8	6752	0,0349	3	0,0372
	83-84		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	73,9	-96,0	-22,1	2169	0,0324	0	0,0114
	84-85		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	14,2	-96,0	-81,8	8023	0,0334	-3	0,0355
	85-86		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-16,4	-96,0	-112,4	11024	0,0309	-6	0,0520
	77-86		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-54,1	-96,0	-150,1	14723	0,0287	-13	0,0840
36-77	К8	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-315x28,6	-157,3	-96,8	-254,1	24926	0,0252	-15	0,0607	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 175} 100\% = 0,00\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 0,7082$

Таблица 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
1-2	1112,5	1103,9	5,000	4,783
2-3	593,1	566,9	4,783	4,680
3-4	370,6	333,8	4,680	4,620
4-5	333,8	324,2	4,620	4,606
5-6	19,9	2,4	4,605	4,605
6-7	76,1	65,3	4,609	4,605
7-8	84,7	76,1	4,613	4,609
8-9	93,2	84,7	4,617	4,613
9-10	97,5	93,2	4,620	4,617
10-11	464,4	432,6	4,710	4,620
11-12	474,5	464,4	4,741	4,710
12-13	480,7	474,5	4,760	4,741
13-14	696,4	684,8	4,830	4,760
14-15	113,9	105,1	4,837	4,830
15-16	124,2	113,9	4,846	4,837
16-17	131,2	124,2	4,853	4,846
17-18	242,4	235,9	4,872	4,853
18-19	253,2	242,4	4,905	4,872
19-20	260,8	253,2	4,930	4,905
1-20	693,8	687,3	5,000	4,930
14-21	615,4	591,3	5,000	4,830
10-22	335,2	323,1	4,620	4,590
22-23	323,1	294,9	4,590	4,529
23-24	294,9	260,3	4,529	4,506
24-25	24,8	-9,8	4,506	4,506
25-26	35,7	9,8	4,506	4,506
26-27	272,8	250,0	4,523	4,506
27-28	499,7	476,9	4,574	4,523
28-29	644,9	617,5	4,670	4,574
21-29	1147,3	1132,1	5,000	4,670
31-32	2184,7	2130,1	5,000	4,576
32-33	983,6	955,3	4,576	4,433
33-34	303,4	243,1	4,433	4,406
34-35	243,1	203,7	4,406	4,393
35-36	203,7	149,7	4,393	4,382
36-37	201,1	124,2	4,397	4,382
37-38	266,1	201,1	4,420	4,397
38-39	323,2	266,1	4,450	4,420
39-40	332,2	300,1	4,474	4,450
40-41	494,9	456,5	4,533	4,474

Продолжение таблицы 18

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
41-42	535,0	494,9	4,602	4,533
31-42	1567,6	1471,5	5,000	4,602
42-43	936,5	898,6	4,602	4,529
43-44	663,1	620,7	4,529	4,484
44-45	759,7	709,1	4,484	4,425
45-46	709,1	602,9	4,425	4,324
46-47	602,9	577,1	4,324	4,292
47-48	373,0	308,5	4,292	4,261
48-49	190,7	150,3	4,261	4,255
49-50	150,3	105,2	4,255	4,251
50-51	221,3	182,6	4,259	4,251
51-52	353,1	323,2	4,265	4,259
52-53	586,7	470,9	4,316	4,265
53-54	614,3	586,7	4,341	4,316
54-55	921,7	818,4	4,519	4,341
32-55	1146,5	1125,8	4,576	4,519
20-56	426,5	419,9	4,930	4,857
56-57	419,9	409,6	4,857	4,747
57-58	285,3	281,0	4,747	4,724
58-59	281,0	271,8	4,724	4,676
59-60	271,8	266,0	4,676	4,647
60-61	61,9	58,5	4,647	4,646
61-62	58,5	54,3	4,646	4,645
62-63	48,5	17,2	4,645	4,645
63-64	186,5	172,8	4,653	4,645
64-65	372,1	338,3	4,714	4,653
2-65	510,8	489,9	4,783	4,714
62-66	71,5	54,6	4,645	4,490
66-67	54,6	43,4	4,490	4,423
67-68	43,4	20,3	4,423	4,359
68-69	20,3	-6,5	4,359	4,355
69-70	22,7	6,5	4,365	4,355
70-71	50,2	22,7	4,462	4,365
6-71	67,7	50,2	4,605	4,462
29-76	487,2	476,1	4,670	4,625
75-76	476,1	457,5	4,625	4,554
74-75	457,5	437,1	4,554	4,482
73-74	334,4	302,3	4,482	4,454
72-73	101,7	63,2	4,454	4,452
39-72	63,2	23,1	4,452	4,4508
26-44	214,3	139,1	4,506	4,484



## Окончание таблицы 18

Номер участка	$Q_H$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_K$ , м <sup>3</sup> /ч	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
36-77	273,9	234,4	4,382	4,367
77-78	63,0	25,5	4,367	4,249
78-79	25,5	0,8	4,249	4,2413
79-80	37,6	-0,8	4,268	4,2417
73-80	76,1	37,6	4,454	4,268
33-81	463,8	379,5	4,433	4,371
81-82	379,5	336,0	4,371	4,348
82-83	111,0	26,7	4,348	4,345
83-84	47,2	-3,0	4,345	4,345
84-85	96,0	67,6	4,348	4,345
85-86	128,8	96,0	4,354	4,348
77-86	171,4	128,8	4,367	4,354

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
51-87	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	50,9	14311	0,0289	347	4,251	3,904
89-90	470	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	49,9	12340	0,0300	179	4,059	3,880
33-88	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-180x16,4	160,3	27543	0,0246	125	4,433	4,308
88-89	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	116,2	22460	0,0258	249	4,308	4,059
83-91	500	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	11,9	5834	0,0362	404	4,345	3,941
84-92	430	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-63x5,8	10,2	5018	0,0376	267	4,345	4,079
73-93	810	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	93,0	17975	0,0273	284	4,454	4,170
93-94	790	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	30,7	8635	0,0328	236	4,170	3,934
74-95	770	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	72,8	18000	0,0273	568	4,482	3,914
95-96	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	21,4	6012	0,0359	87	3,914	3,827
82-К1	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	225,0	43496	0,0219	297	4,348	4,051
54-К2	60	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	204,1	57342	0,0204	492	4,341	3,849
55-К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	204,1	45033	0,0217	521	4,519	3,999
52-К4	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	117,8	33096	0,0235	439	4,265	3,826
50-К5	60	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	287,8	63501	0,0199	285	4,251	3,966
48-К6	220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	117,8	29145	0,0242	377	4,261	3,884
43-К7	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-140x12,7	235,5	51961	0,0210	435	4,529	4,094
47-К8	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	204,1	50497	0,0211	359	4,292	3,933
40-К9	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	124,3	34922	0,0231	276	4,474	4,199
28-К10	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	117,8	33096	0,0235	408	4,574	4,166
27-К11	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-125x11,4	204,1	50497	0,0211	718	4,523	3,805
24-К12	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	235,5	45526	0,0217	446	4,506	4,060

## Окончание таблицы 19

Номер участка	$l$ , м	$dn \times s$ , мм	$Q_{\text{в}}$ , м <sup>3</sup> /ч	Re	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_{\text{н}}$ , кПа	$P_{\text{к}}$ , кПа
13-К13	40	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	204,1	70120	0,0194	853	4,760	3,907
5-К14	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-160x14,6	304,3	58826	0,0203	531	4,606	4,075
17-К15	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	104,7	35970	0,0230	663	4,853	4,189
3-К16	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	196,3	55151	0,0206	766	4,680	3,914
65-К17	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	117,8	33096	0,0235	408	4,714	4,307
57-К18	80	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-90x8,2	124,3	42704	0,0220	717	4,747	4,031
64-К19	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	151,8	42649	0,0220	733	4,653	3,920
63-К20	190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	124,3	34922	0,0231	655	4,645	3,991
60-К21	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 11-110x10	204,1	57342	0,0204	821	4,647	3,827

## 1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

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

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

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,  $\text{кПа}$ , рассчитывается по формуле

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

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

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

Давление газа перед ответвлением, кПа, определяется по формуле

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

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>.

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

$$d_p^{OTB} = n \sqrt{\frac{AB\rho Q_{OTB}^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см}, \quad (43)$$

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

$A$  – коэффициент, зависящий от категории сети;

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

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

$Q_{OTB}$  – расход газа, проходящий по ответвлению, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

$$A = 6,34 \cdot 10^{-5} / p_{H.OTB}, \quad (44)$$

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

Удельные потери давления на трение рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1l_{OTB}}, \text{ МПа/м}, \quad (45)$$

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

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

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

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{доп} = p_{н.отв} - p_K, \text{ МПа}, \quad (46)$$

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

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

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

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{к.отв} - p_K > 0 \quad (47)$$

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

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

Таблица 20 – Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l$ , м	Расход газа на участке, $Q_{вч}$ , м <sup>3</sup> /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	245x8 (229)	2000	7321	808403	0,0166	0,0326	0,28	0,214
1-2	245x8 (229)	810	3569	394084	0,0173	0,0033	0,214	0,206
1-ГРП№3	180x8 (164)	1530	3752	578529	0,0181	0,0378	0,214	0,089
2-ГРП №2	60x5 (50)	10	1763	891421	0,0235	0,0269	0,206	0,125
2-ГРП№1	152x5 (142)	2630	1806	321650	0,0191	0,0328	0,206	0,099

## 1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

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

С учетом планировки г. Олекминск, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются три сетевых газорегуляторных пункта.

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

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

Таблица 21 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
ГРС	600	280	7321
ГРП №1	99	5	1806
ГРП №2	125	5	1763
ГРП №3	89	5	3752

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

– ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

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

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



– 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.

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

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100, \quad (48)$$

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

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

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (49)$$

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

$\varphi$  – коэффициент, зависящий от отношения  $p_2/p_1$ ;

$K$  – коэффициент расхода;

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

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

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

**ГРС** – регулятор РДУК-2В-200/105

Расчетный расход газа – 7321 м<sup>3</sup>/ч.

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

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

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

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,826 кг/м<sup>3</sup>.

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

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70105 рассчитывается по формуле (49) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,826}} = 24745 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (48) и составляет:

$$K_3 = \frac{7321}{24745} \cdot 100\% = 29,59\%$$

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

#### **ГРП №1 – регулятор РДУК-2Н-100/70**

Расчетный расход газа – 1806 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 99 кПа, абсолютное давление газа на входе 200 кПа.

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

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

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,826 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/200=0,53$ ;  $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (49) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 200 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,826}} = 2557 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (48) и составляет:

$$K_3 = \frac{1806}{2557} \cdot 100\% = 70,64\%$$

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

### **ГРП №2 – регулятор РДУК-2Н-100/70**

Расчетный расход газа – 1763 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 125 кПа, абсолютное давление газа на входе 226 кПа.

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

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

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,826 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/226=0,47$ ;  $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (49) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 226 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,826}} = 2859 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100/70 рассчитывается по формуле (48) и составляет:

$$K_3 = \frac{1763}{2859} \cdot 100\% = 61,65\%$$

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

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

Расчетный расход газа ГРП – 3752 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 89 кПа, абсолютное давление газа на входе 191 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 – 0,826 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/191=0,56$ ;  $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-200/105 рассчитывается по формуле (49) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 191 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,826}} = 6723 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (48) и составляет:

$$K_3 = \frac{3752}{6723} \cdot 100\% = 55,81\%$$

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация города Олекминск Республика Саха (Якутия), расход газа 12375,043 тыс. м<sup>3</sup>/год.

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

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

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

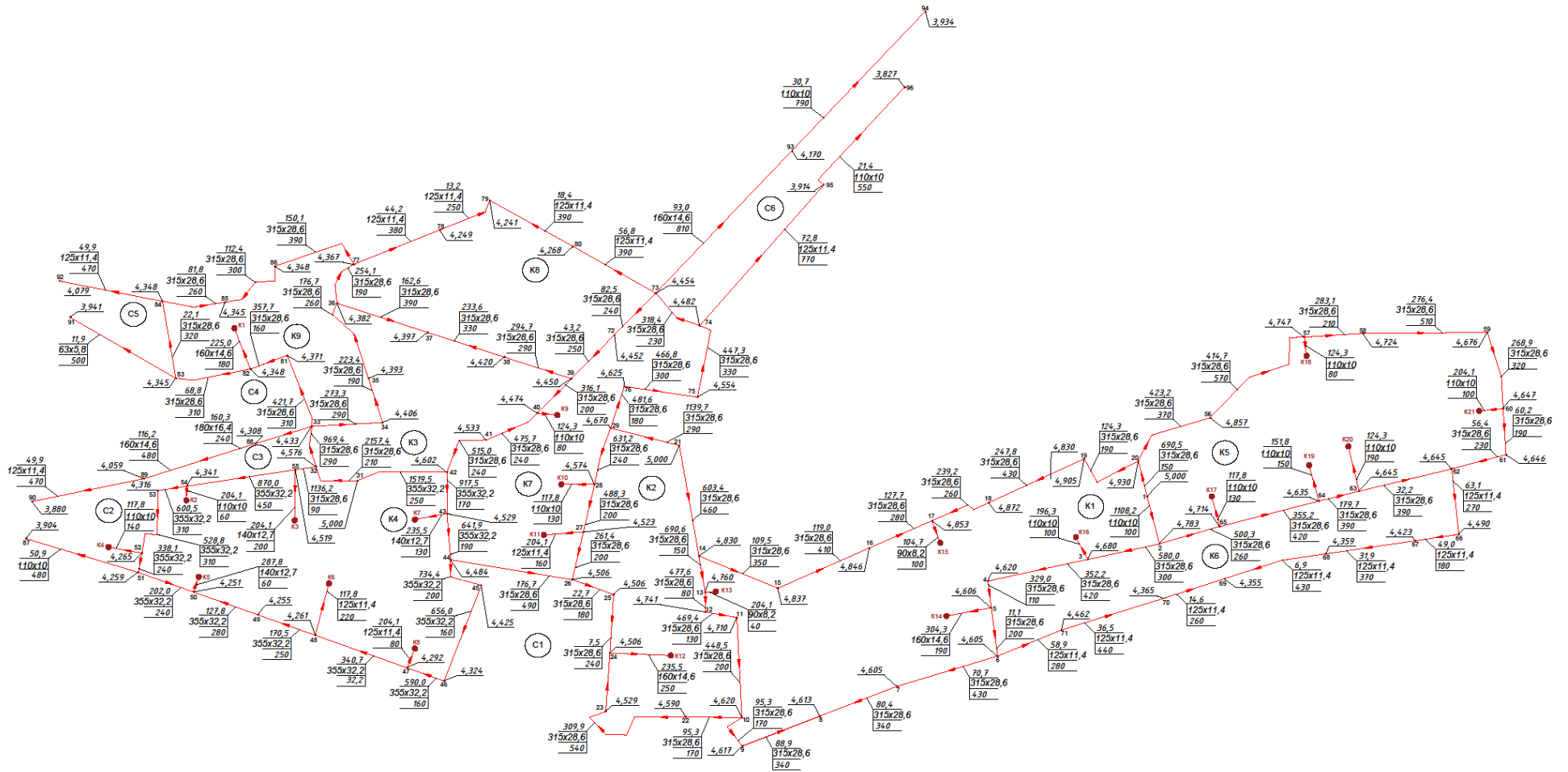
Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

11. Газоснабжение / А. А. Ионин, В. А. Жила, В. В. Артихович, М. Г. Пшоник. – М.: Изд-во АСИ, 2013. – 472 с.
12. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. – 67 с.
13. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007. – 40с.
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/И.Б. Оленев, А.И. Авласевич. – Красноярск: СФУ, ИСИ, 2019
15. Газоснабжение. Гидравлический расчет газовой сети среднего давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/И.Б. Оленев, А.И. Авласевич. – Красноярск: СФУ, ИСИ, 2019
16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/И.Б. Оленев, А.И. Авласевич. – Красноярск: СФУ, ИСИ, 2019
17. Технологические процессы в строительстве: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». – Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; 2013. – 33с.

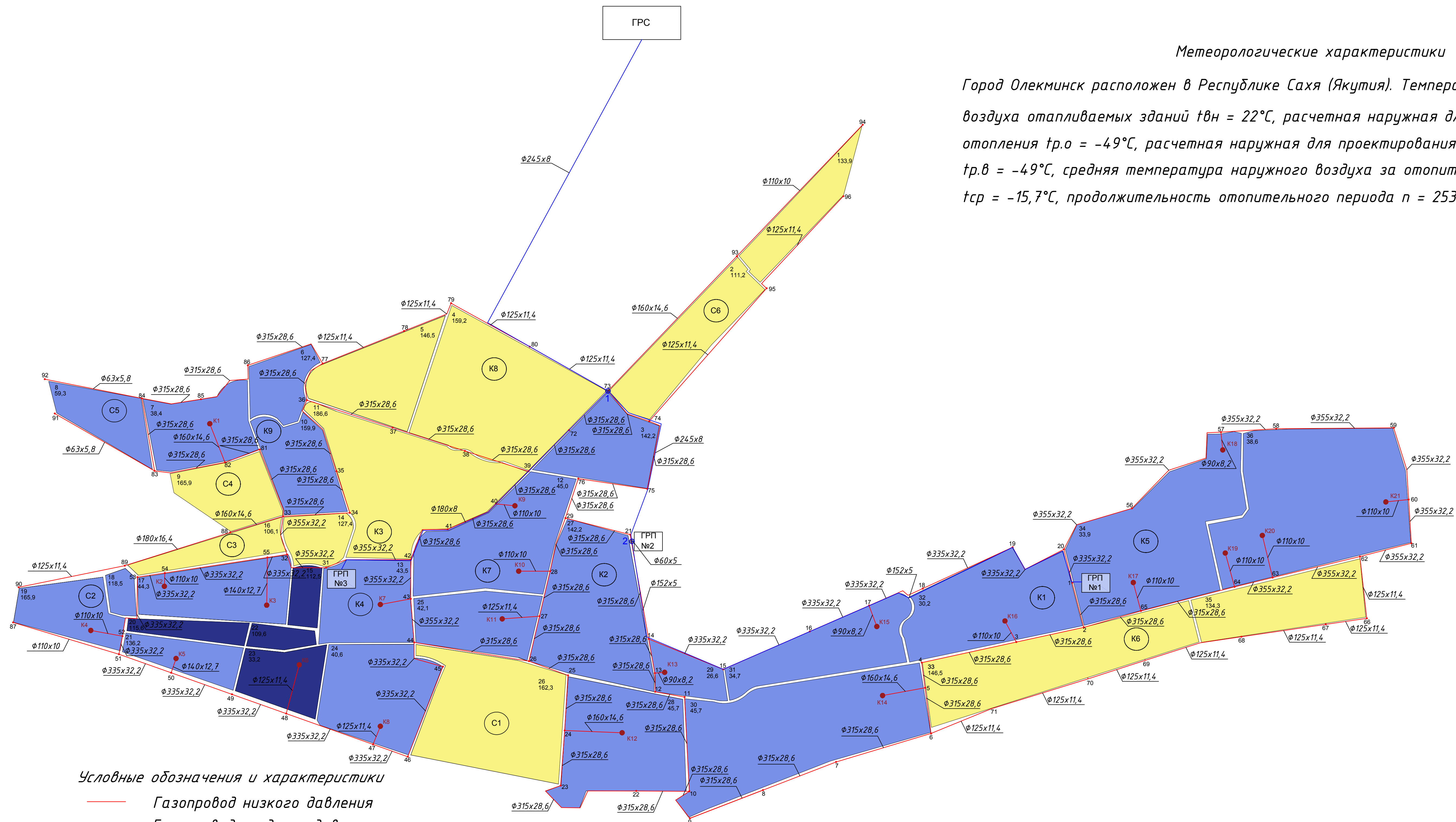
# ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления





Метеорологические характеристики

Город Олекминск расположен в Республике Саха (Якутия). Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий  $t_{вн} = 22^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная для проектирования отопления  $t_{p.o} = -49^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная для проектирования вентиляции  $t_{p.в} = -49^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наружного воздуха за отопительный период  $t_{ср} = -15,7^{\circ}\text{C}$ , продолжительность отопительного периода  $n = 253$  сут.



Условные обозначения и характеристики

- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления

- Жилая территория
- Жилая малоэтажная застройка

- Индивидуальное отопление

- ГРС Газораспределительная станция

- ГРП №1 Газорегуляторный пункт

- $\phi 355 \times 32,2$  Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм

- 10 Номер квартала

- 159,9 Расход газа кварталом,  $\text{м}^3/\text{ч}$

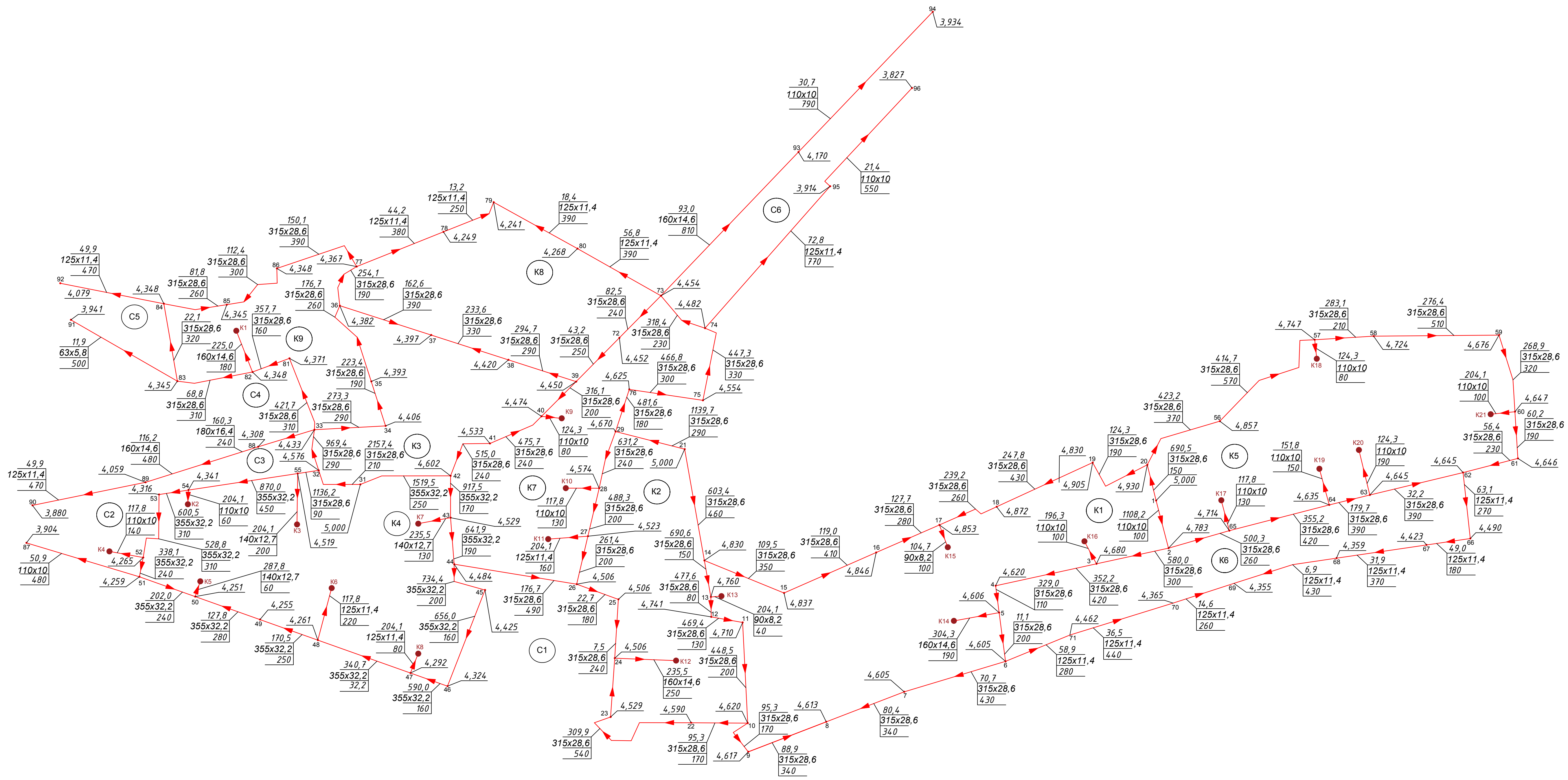
**К** Отопительная котельная

- K1 Пионерская
- K2 4-школа
- K3 32-х кв.ж.д
- K4 Водоканал
- K5 Комфорт
- K6 ЦРБ
- K7 Ньургусун
- K8 РУС
- K9 Дороги Олекмы
- K10 Черемушки

- K11 РПС
- K12 ОБТК
- K13 МПМК
- K14 Стадион
- K15 ИП Новоселов
- K16 ИП Сорокин
- K17 ОТМСХ
- K18 Гидротехник
- K19 К.Миллера
- K20 ОРЭС
- K21 Геолог

ВКР - 08.03.01.05 - 2020-ГС				
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.уч.	Изд.	Лист	Подпись
Разраб.	Горбунова Н.В.			
Руковод.	Оленев И.Б.			
Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)			Страница	Листов
			у	1 / 5
Н. контр. Оленев И.Б. Зав. каф. Матвеев А.И.			Генплан г.Олекминск РС (Я) М 1:8000	
			ИСЗиС	





$\phi 355 \times 32.2$  Давления газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа  
 $\frac{50.9}{110 \times 10 / 480}$  Расход газа, м<sup>3</sup>/ч  
 Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ CDR 11, мм; толщина стенки трубы, мм  
 Длина, м

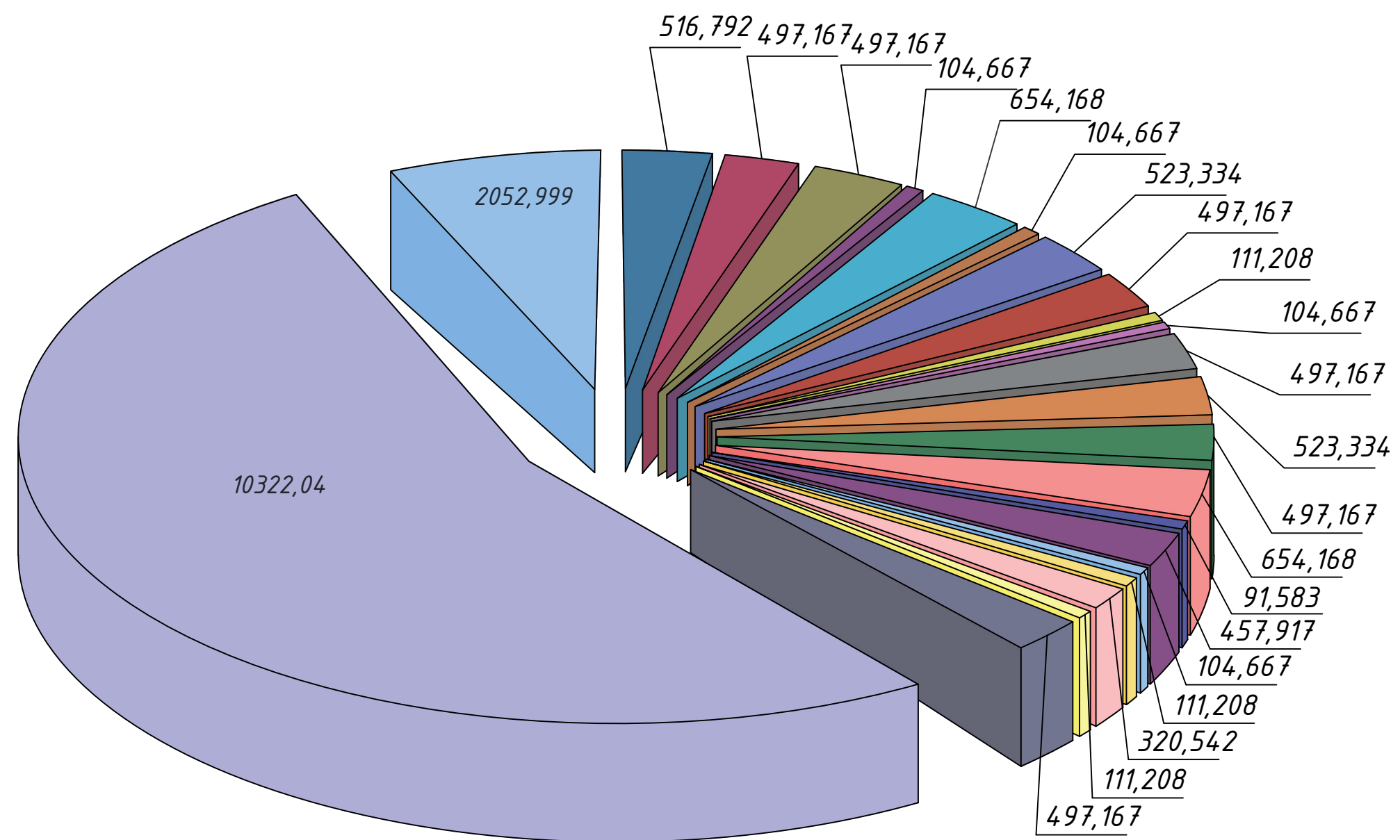
ВКР-08.03.01.05-2020-ГС			
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Изд.	Лист
Разраб.	Гординова Н.В.		
Руковод.	Оленев И.Б.		
Н. контр.	Оленев И.Б.		
Зав. каф.	Матющенко А.И.		
Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)		Страница	Лист
Схема сети низкого давления М 1:8000		У	2
		Листов	5
		ИСЗиС	

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK



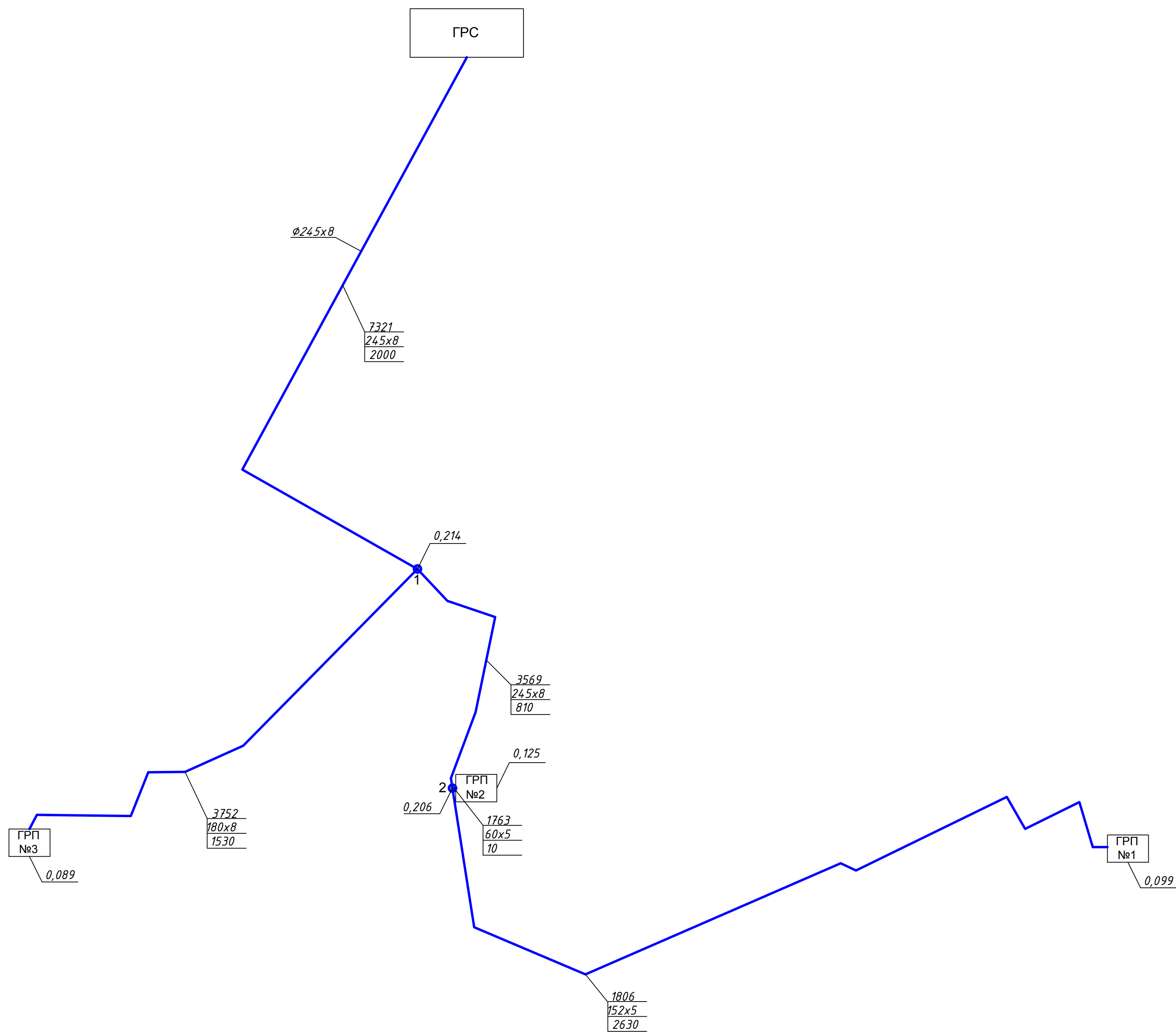
Расход газа по видам потребления, тыс.м<sup>3</sup>/год



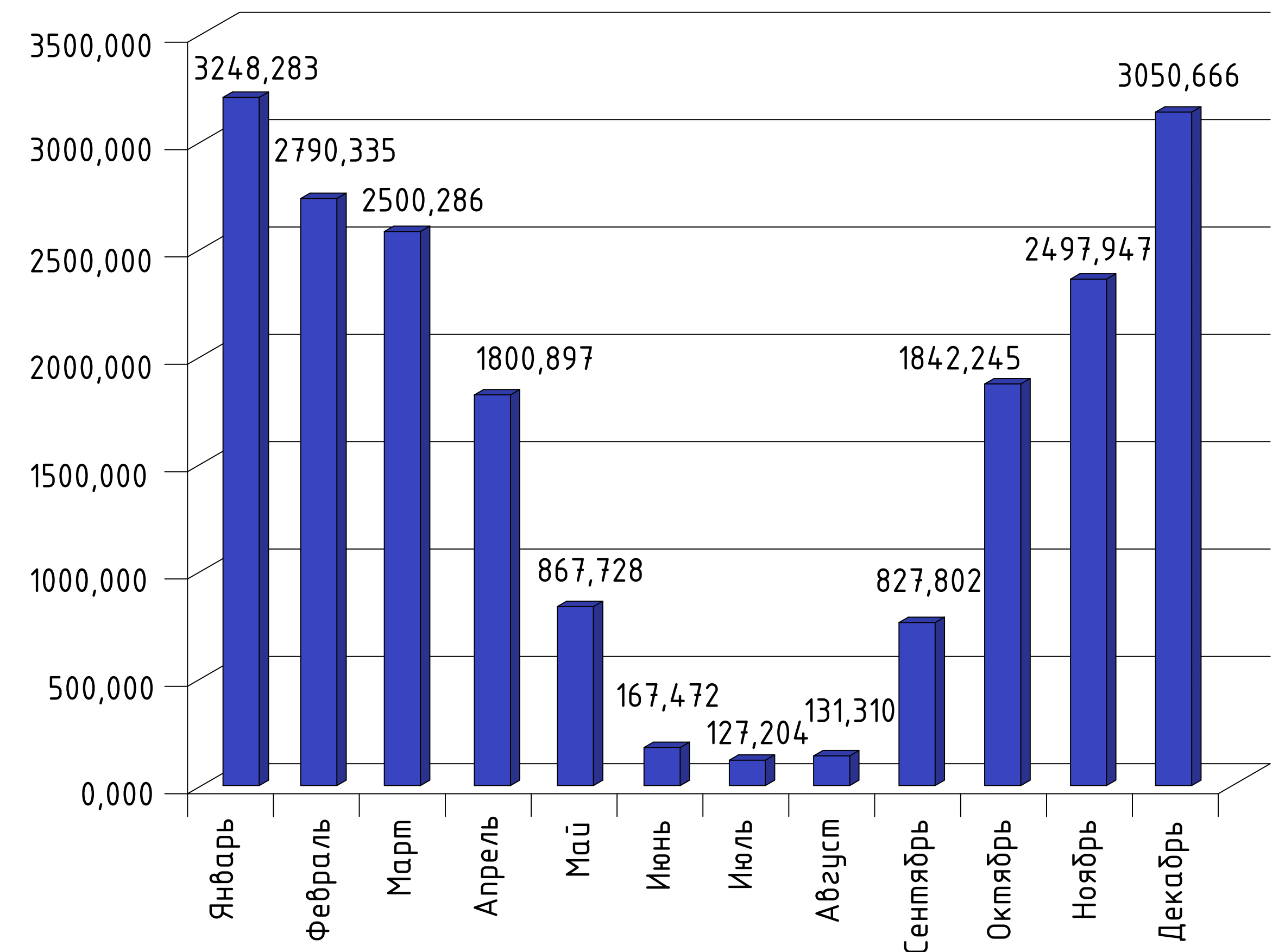
Условные обозначения

- Котельная Пионерская
- Котельная РУС
- Котельня ИП Новоселов
- Котельная 4-ая школа
- Котельная Дороги Олекмы
- Котельная ИП Сорокин
- Котельная 32-ч кв.ж.д
- Котельная Черемушки
- Котельная ОТМСХ
- Котельная Водоканал
- Котельная РПС
- Котельная Гидротехник
- Котельная Комфорт
- Котельная ОВТК
- Котельная К.Миллера
- Котельная ЦРБ
- Котельная МПМК
- Котельная ОРЭС
- Котельная Ньюргусун
- Котельная Стадион
- Котельная Геолог
- КБП население  $\frac{0,214}{7321}$
- Давления газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа
- Расход газа, м<sup>3</sup>/ч
- Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ СDR 11, мм; толщина стенки трубы, мм
- Длина, м
- ОВ население  $\frac{7321}{245 \times 8}$
- Давления газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа
- Расход газа, м<sup>3</sup>/ч
- Диаметр газопровода ПЭ 80 ГАЗ СDR 11, мм; толщина стенки трубы, мм
- Длина, м

Схема сети среднего давления



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



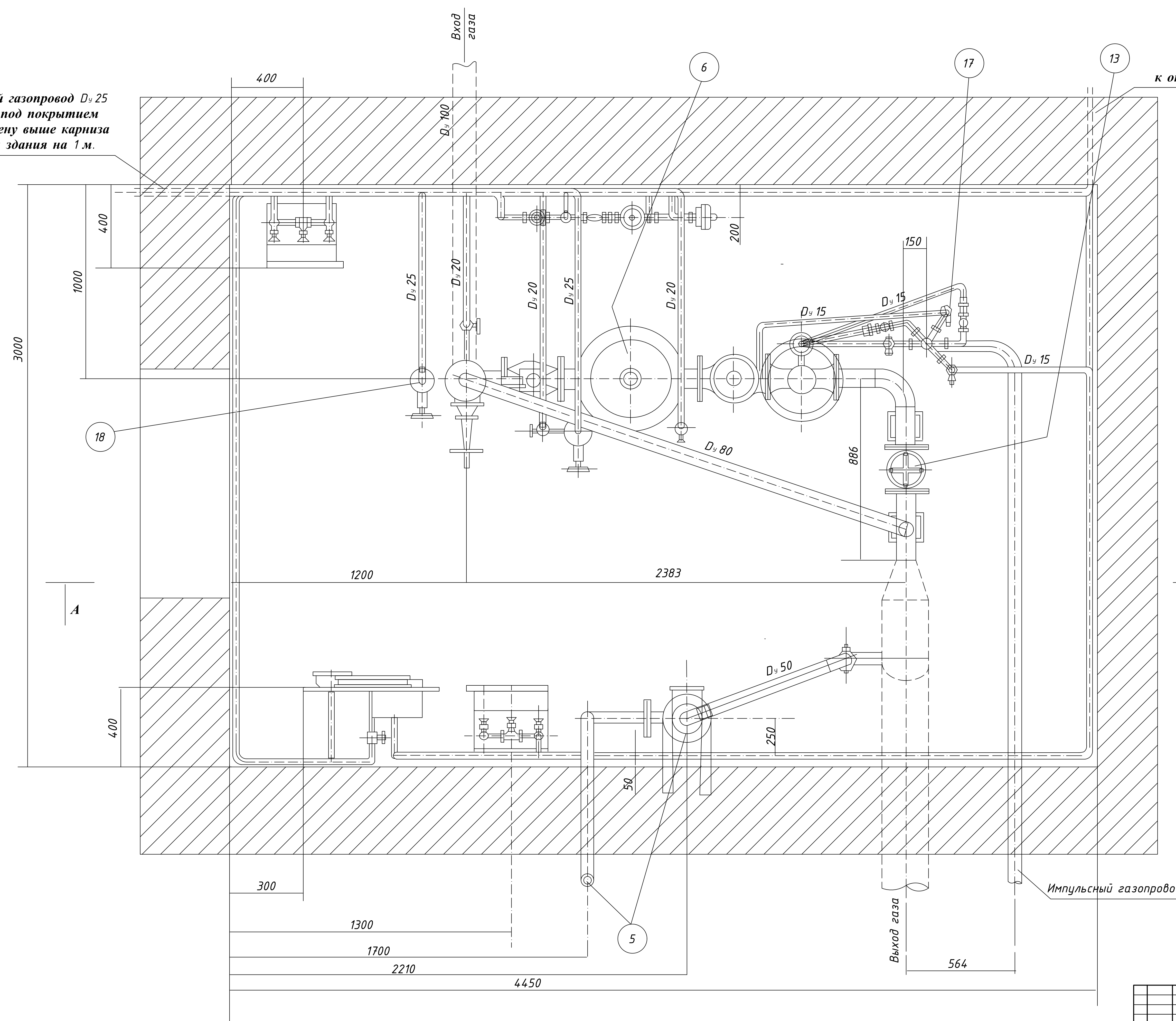
					ВКР-08.03.01.05-2020-ГС			
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Надк.	Лист	Подпись	Дата	Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)		
Разраб.	Горбунова Н.В.					Страница	Лист	Листов
Руковод.	Оленев И.В.					У	3	5
					График расчета газа; Схема сети среднего давления М 1:8000			
Н. контр.	Оленев И.В.					ИСЗиС		
Зав. каф.	Матющенко А.И.							

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

Сбросной газопровод  $D_{y} 25$   
вывод под покрытием  
через стену выше карниза  
крыши здания на 1 м.

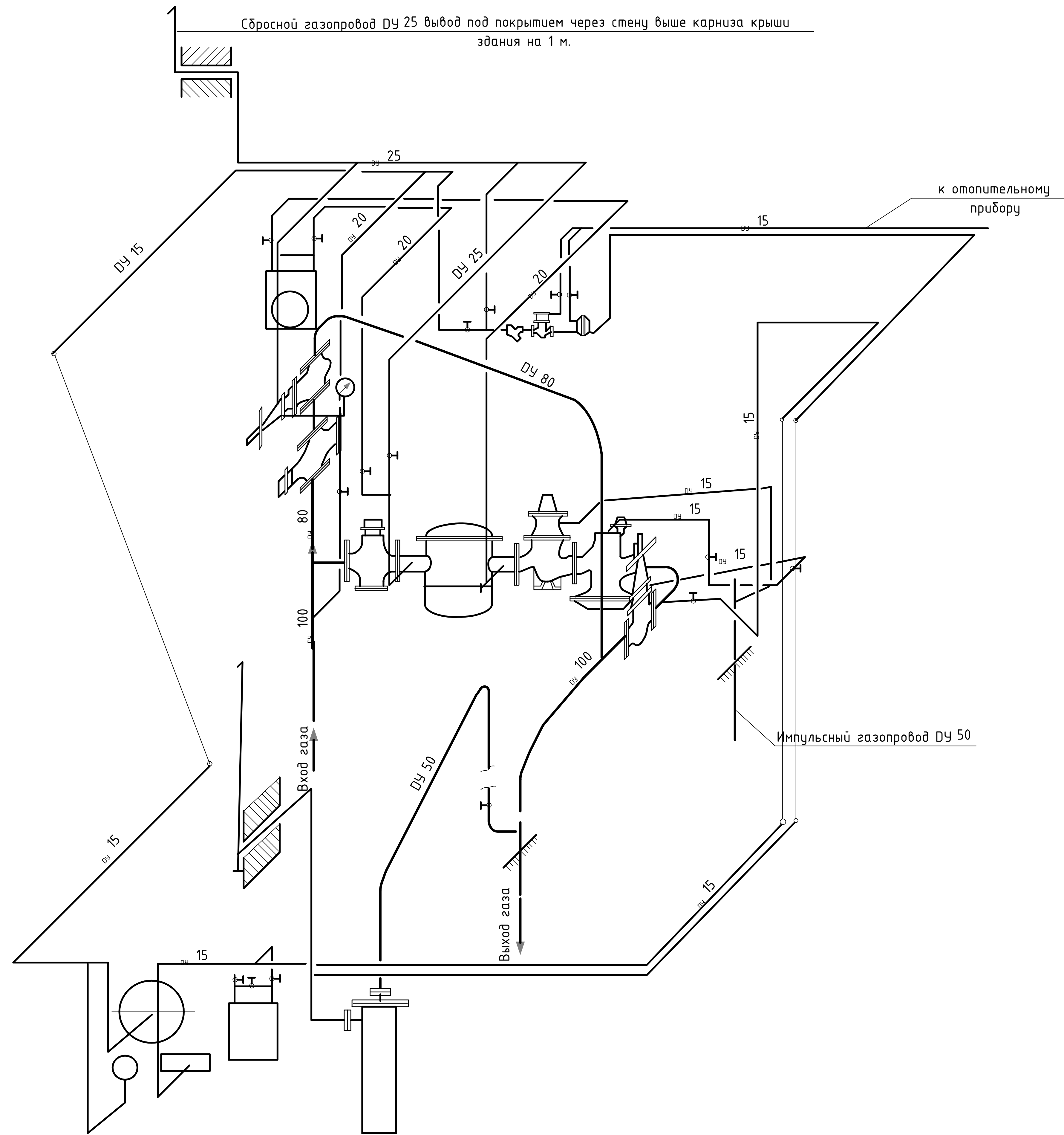
к отопительному  
прибору



ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

					ВКР-08.03.01.05-2020-ГС				
					Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.уч.	Изд.	Лист	Подпись	Дата	Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Гординова Н.В.			У	4	5
Руковод.				Оленев И.Б.					
Н. контр.				Оленев И.Б.		План ГРП РДУК 2В-100 М 1:8000	ИСЗИС		
Зав. каф.				Матвеев А.И.					



Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК 2В-100

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса	Примечание
		Головной ГРП			
1	ГРП-8-01	Труба 89x4, l=2000	1	16,76	шт.
2	ГРП-25-01-00	Узел сброса от РДК-2	1		шт.
3	ГРП-26-00	Труба отбора импульсов давлений	1	2,18	шт.
4	ГРП-28-00	Подставка под трубу Ду100	2	12,16	шт.
5		Установка сбросного устройства	1		шт.
6	3850-00	Фильтр волосяной сварной Ду100	1	193	шт.
7	2633-006	Регулятор давления РДУК2-100 с регулятором управления КВ2-00	1	83	шт.
8	Г208-00	Предохранительный клапан высокого (ПКВ) давления Ду	1	69,8	шт.
9	ОБМ-100	Манометр	1	0,63	шт.
10	КСР-100-16 304 178к	Кран со смазкой фланцевый Ду 100, задвижка запорная фланцевая	1	43,5	шт.
11	КСР-80-16 304 178к	Кран со смазкой фланцевый Ду 80, задвижка запорная фланцевая	1	28,7	шт.
12	ЭКЛ2-80-16 304 178к	Задвижка клиновья Ду 100, задвижка фланцевая	1	39	шт.
13	30ч178к	Задвижка запорная фланцевая Ду100	1	41,5	шт.
14	15с118к	Вентиль запорный цапковый	5	4,5	шт.
15	15с138к	Вентиль запорный угловой цапковый Ду10	2	0,9	шт.
16	14Н-1	Кран трехходовой для манометра	4	1,44	шт.
17	22ч 78к	Кран сальниковый фланцевый Ду15	6	2,4	шт.
18	15кч128ч	Вентиль запорный фланцевый Ду25	2	8	шт.
	ГС-02-04 7765-01	Комплект основного и вспомогательного оборудования для головного ГРП		800	включая остальные комплект.

ВКР-08.03.01.05-2020-ГС				
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Кол.уч.	Изд.	Лист	Подпись
Разраб.	Гординова Н.В.			
Руковод.	Оленев И.В.			
Н. контр.	Оленев И.В.			
Зав. каф.	Матвеев А.И.			
Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)			Стадия	Лист
Схема ГРП РДУК 2В-100 М 1:8000			У	5
			Листов	5
			ИСЗиС	

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK


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

«30» 06 2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение г. Олекминск Республика Саха (Якутия)  
тема

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Н.В.Горбунова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020