

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Архитектурно-строительный институт

(наименование института полностью)

Кафедра «Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(наименование кафедры)

08.03.01 Строительство

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Теплогазоснабжение, вентиляция

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему г. о. Тольятти. мкр. Новоматюшкино. Газоснабжение

Студент

А. С. Сузанский

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

Д. Ю. Слесарев

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Консультанты

М.И. Галочкин

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

И.Ю. Амирджанова

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

И. о. заведующего кафедрой

к.т.н., доцент, В.М. Филенков

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« _____ » _____ 2018г.

Тольятти 2018

АНОТАЦИЯ

В дипломном проекте запроектирована система газоснабжения мкр. Новоматюшкино Комсомольского района города Тольятти Самарской области.

Дано обоснование выбора схемы газораспределения. Был проведен расчёт потребления газа, гидравлический расчет сети высокого, среднего, низкого давления и внутридомовой газовой сети. Подобрано газовое оборудование сетей и рассмотрены средства автоматизации газопотребления. В разделе организация монтажных работ определены объемы и трудоемкости строительно-монтажных работ по строительству абонентского ответвления и внутридомовой сети, описана технология выполнения монтажа и проведения испытаний. Проект содержит решения по защите газопроводов от коррозии. Приведены мероприятия по безопасности и экологичности объекта.

Пояснительная записка изложена на 49 странице.

Графическая часть состоит из 8 листов формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	5
1.1 Климатические данные района	5
1.2 Архитектурно-планировочное описание.....	5
1.3 Инженерное обеспечение района.....	6
1.4 Характеристики газа.....	6
1.5 Обоснование необходимости газоснабжения	6
2 НАРУЖНЫЙ ГАЗОПРОВОД.....	7
2.1 Расчёт потребления газа.....	7
2.2 Конструирование системы газоснабжения	8
2.3 Гидравлический расчёт сети высокого давления	11
2.4 Гидравлический расчёт сети среднего давления.....	11
2.5 Гидравлический расчёт сети низкого давления	15
2.6 Расчёт и подбор оборудования ГРП	19
2.7 Защита трубопроводов от коррозии	25
3 ВНУТРЕННИЙ ГАЗОПРОВОД	26
3.1 Расчёт потребления газа.....	26
3.2 Конструирование газовой сети.....	26
3.3 Гидравлический расчёт	27
3.4 Расчёт и подбор оборудования.....	28
4 КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	30
5 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ	37
6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ является наиболее экологичным и дешевым энергоносителем. Высокий уровень газификации природным газом является важнейшим фактором жизнеобеспечения населения, способствующим стабильности социально-экономического развития территории.

Целью работы является расчёт и проектирование системы газоснабжения мкр. Новоматюшкино.

Основными задачами, которые необходимо решить для достижения поставленной цели, являются:

- рассчитать потребление газа;
- произвести конструирование системы газоснабжения;
- произвести гидравлический расчёт наружного и внутреннего газопроводов;
- спроектировать и произвести гидравлический расчёт внутреннего газопровода;
- произвести подбор оборудования;
- рассмотреть принципы работы системы индивидуального контроля загазованности помещения;
- определить объемы и трудоемкости строительно-монтажных работ по строительству абонентского ответвления и внутридомовой сети;
- разработать комплекс мер по безопасности и экологичности ведения монтажных работ на проектируемом объекте.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатические данные района

Расчетная температура наружного воздуха в холодной период: -30 °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период: -8,5°С.

Продолжительность отопительного периода: 203 сут.

Расчетная температура внутреннего воздуха для жилых помещений: 20°С.

Климатический район строительства - II В.

Зона влажности – сухая.

Рельеф местности: ровный.

Состав грунта: супесь пластичная, от слабопучинистых до сильнопучинистых; песок пылеватый, средней плотности, малой степени водонасыщения, практически непучинистый.

Нормативная глубина промерзания грунта составляет 2,05 м.

Подземные воды до глубины 3,0 м не обнаружены.

1.2 Архитектурно-планировочное описание

В работе рассматривается газоснабжение мкр. Новоматюшкино Комсомольского района города Тольятти Самарской области. Жилой массив микрорайона застроен индивидуальными многоквартирными жилыми домами. Жилая застройка сосредоточена вдоль улиц Автомобилистов, Осенняя, Дворцовая, Саранская и Перспективная. Реки, водоемы и другие естественные преграды на территории микрорайона отсутствуют. В микрорайоне имеются общественные и административные здания. В непосредственной близости находится посёлок Поволжский.

1.3 Инженерное обеспечение района

Микрорайон имеет систему централизованного холодного водоснабжения и электроснабжения. Централизованная система канализации отсутствует. Снабжение газом предусматривается от существующего газопровода высокого давления, идущего на посёлок Поволжский. Давление газа в точке врезки 0,55 МПа.

1.4 Характеристики газа

В качестве топлива используется природный газ.

Плотность газового топлива:

$$\rho = 0,6937 \text{ кг/м}^3.$$

Низшая теплота сгорания газа:

$$Q_{\text{н}} = 33,47 \text{ МДж/м}^3.$$

1.5 Обоснование необходимости газоснабжения

Так как жилой массив микрорайона застроен преимущественно индивидуальными многоквартирными жилыми домами, устройство централизованной системы теплоснабжения нерационально из-за большой протяженности тепловых сетей.

Так как существует техническая возможность обеспечения снабжения микрорайона природным газом, наиболее дешевым видом энергоносителя, от существующего газопровода высокого давления, идущего на посёлок Поволжский, целесообразно применять децентрализованные источники теплоты, работающие на газовом топливе.

2 НАРУЖНЫЙ ГАЗОПРОВОД

2.1 Расчёт потребления газа

В микрорайоне находятся:

- 1) административные и общественные здания: магазин, здание администрации, детский сад, школа;
- 2) индивидуальные многоквартирные жилые дома – 354 шт.

Проектом предусматривается использование газа на хозяйственно-бытовые нужды населения: приготовление пищи с помощью газовых плит, отопление и нагрев воды с помощью газовых теплогенераторов.

Теплоснабжение жилых домов целесообразно осуществлять от индивидуальных отопительных котлов, снабжаемых газом низкого давления.

К расчёту принято количество домов – 354 шт, бань – 354 шт.

В домах к установке приняты:

- 4-х конфорочная газовая плита – 1,25 м³/ч (354 шт);
- отопительный котёл (для существующий домов) – 1,5 м³/ч (128 шт);
- отопительный котёл (для новых домов) – 2,5 м³/ч (226 шт);
- теплогенератор для бани – 1,78 м³/ч (354 шт).

Максимальные часовые расходы газа для административных и общественных зданий известны и составляют:

- для магазина – 6 м³/ч;
- для администрации – 7 м³/ч;
- для дет. сада, школы – 22 м³/ч.

Часовой расход газа, м³/ч, определяется по формуле:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_i, \quad (2.1)$$

где n_i – число однотипных приборов или групп приборов;

m – число типов приборов или групп приборов;

K_{sim} – коэффициент одновременности, принимается по СП [2, табл. 5];

$q_{пот}$ – номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч.

Расчёт расхода газа выполняется исходя из наличия конкретных потребителей и с учётом перспективы застройки – 20%.

Исходя из оптимального радиуса действия и оптимальной пропускной способности, в микрорайоне принимается к установке 5 шкафных газорегуляторных пунктов (ШГРП).

Расчетные расходы газа составят:

Для ШГРП №1:

$$Q_d^h = 1,2 \cdot ((0,223 \cdot 1,25 \cdot 51) + (0,85 \cdot 1,5 \cdot 11) + (0,85 \cdot 2,5 \cdot 40) + (0,85 \cdot 1,78 \cdot 51)) = 228 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для ШГРП №2:

$$Q_d^h = 1,2 \cdot ((0,223 \cdot 1,25 \cdot 46) + (0,85 \cdot 1,5 \cdot 29) + (0,85 \cdot 2,5 \cdot 17) + (0,85 \cdot 1,78 \cdot 46)) = 187 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для ШГРП №3:

$$Q_d^h = 1,2 \cdot ((0,217 \cdot 1,25 \cdot 69) + (0,85 \cdot 1,5 \cdot 31) + (0,85 \cdot 2,5 \cdot 38) + (0,85 \cdot 1,78 \cdot 69)) = 292 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для ШГРП №4:

$$Q_d^h = 1,2 \cdot ((0,21 \cdot 1,25 \cdot 97) + (0,85 \cdot 1,5 \cdot 30) + (0,85 \cdot 2,5 \cdot 67) + (0,85 \cdot 1,78 \cdot 97)) + 6 + 7 + 22 = 458 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для ШГРП №5:

$$Q_d^h = 1,2 \cdot ((0,212 \cdot 1,25 \cdot 91) + (0,85 \cdot 1,5 \cdot 27) + (0,85 \cdot 2,5 \cdot 64) + (0,85 \cdot 1,78 \cdot 91)) = 399 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Общий расход газа составляет – 1564 м³/ч.

2.2 Конструирование системы газоснабжения

Система газораспределения микрорайона принимается трёхступенчатая:

- I ступень (газопровод высокого давления II категории от точки врезки до ШГРП, понижающего давление газа на выходе до среднего, обеспечивающий снабжение газом сеть среднего давления);

- II ступень (газопровод среднего давления, обеспечивающий газоснабжение сеть низкого давления);

- III ступень (газопровод низкого давления, обеспечивающий газоснабжение жилого массива микрорайона, общественные и административные здания).

С учетом распределения жилой застройки микрорайона и небольшого количества потребителей газопроводы целесообразно запроектировать в виде разветвлённой тупиковой сети, поскольку тупиковая конфигурация сети обеспечит достаточный уровень надёжности работы.

Газопровод высокого давления прокладывается от места врезки в существующий подземный газопровод высокого давления, проложенный на п. Поволжский, к ШГРП кратчайшим путём, избегая жилой застройки. Давление в точке врезки 0,55 МПа. На ШГРП давление снижается до 0,3 МПа и газ подаётся в сеть газопроводов среднего давления. По газопроводам среднего давления газ поступает к ШГРП №1-5, где давление газа снижается до 2,5 кПа. От ШГРП №1-5 по газопроводам низкого давления газ поступает к потребителям.

Газопроводы высокого, среднего и низкого давления прокладываются подземно. В качестве материала труб для подземной прокладки принят полиэтилен. В местах пересечений автомобильными дорогами газопроводы заключаются в футляры. У абонентских ответвлений и ШГРП устраивается выход газопровода из земли с применением неразъёмного соединения полиэтилен-сталь. На участках выходов из земли устанавливаются отключающие устройства. Абонентские ответвления и внутридомовые сети прокладываются из стальных водогазопроводных труб надземно.

«Оптимальный радиус действия ГРП, м, определяется по формуле:

$$R_{opt} = 6,5 \cdot \frac{P^{0,388} \cdot \Delta P^{0,081}}{\phi_1^{0,245} \cdot (m \cdot e)^{0,143}}, \quad (2.2)$$

где P – ориентировочная стоимость ГРП, принимаемая в пределах 10 ÷ 20 тыс. рублей;

m – плотность населения;

e – удельный часовой расход газа на одного человека;

Δp – расчётный перепад давления в сети низкого давления, Па, определяется по формуле:

$$\Delta p = 0,6 \cdot P_0, \quad (2.3)$$

где P_0 – давление газа номинальное перед приборами для вновь проектируемых систем газораспределения, принимаем 2000 Па.

ϕ_1 – коэффициент плотности газовой сети, определяется по формуле:

$$\phi_1 = 0,0075 + 0,003 \cdot (m/100). \quad (2.4)$$

Оптимальное число ГРП определяется по формуле:

$$n = \frac{0,5 \cdot F}{R_{opt}^2}, \quad (2.5)$$

где F – газифицируемая площадь, включая площадь проездов, м²» [4].

Подставив значения в формулы, определим число ГРП:

$$\Delta p = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Па};$$

$$\phi_1 = 0,0075 + 0,003 \cdot (23/100) = 0,00819 ;$$

$$R_{opt} = 6,5 \cdot \frac{10000^{0,388} \cdot 1200^{0,081}}{0,00819^{0,245} \cdot (23 \cdot 1,47)^{0,143}} = 807 \text{ м};$$

$$n = \frac{0,5 \cdot 841306}{807^2} = 0,65 \approx 1 \text{ шт.}$$

Данный метод показывает, что экономически целесообразно принять к установке один ГРП, но в связи с тем, что на момент проектирования число существующих домов существенно меньше количества проектируемых домов и расход газа на момент ввода в эксплуатацию сети существенно меньше расчётного, поэтому целесообразно принять к установке пять ШГРП для реализации возможности эксплуатации сетей со сниженным расходом и поэтапного ввода в эксплуатацию.

2.3 Гидравлический расчёт сети высокого давления

Гидравлический расчет выполнен по методике [2].

Разбиваем сеть на участки, начиная от места врезки. Участки нумеруются, и определяется фактическая и расчётная длины.

Расчетная длина участков, м, определяется по формуле:

$$L_{расч} = 1,1 \cdot L_{факт} \cdot \quad (2.6)$$

Диаметры полиэтиленовых труб участков подбираются по номограммам СП [2] по величинам среднего гидравлического уклона и расчётного расхода.

Конечное давления газа на участках, кПа, определяем по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - A \cdot L_{расч}}, \quad (2.7)$$

где P_n – давление газа в точке врезки, равное 550 кПа;

A – действительный гидравлический уклон, кПа²/м.

Начальным давлением для следующего по пути движения газа является конечное давление предыдущего участка. Если давление перед последним потребителем меньше или значительно больше необходимого, надо пересчитать какой-либо из участков, добиваясь приближения к заданной величине конечного давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Гидравлический расчёт сети высокого давления

N^o уч.	$L_{факт}$, м	$L_{расч}$, м	$Q_{уч}$, м ³ /ч	Материал труб	Диаметр труб, мм	A , кПа ² /м	AL , кПа ²	P_n , кПа	P_k , кПа
1 - 2	50	55	1564	Полиэтилен	140×12,7	16	880	550	549
2 - 3	5	5,5	1564	Сталь	133×4	15	82,5	549	549

2.4 Гидравлический расчёт сети среднего давления

Гидравлический расчет выполнен по методике [2].

За главное направление движения газа принято направление от ШГРП к наиболее удалённому потребителю – ШГРП №5.

Расчетная длина участков, м, определяется по формуле (2.6).

Падение давления на участке, МПа, определяется по формуле:

$$P_n^2 - P_k^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot L_{расч}, \quad (2.8)$$

где Q_0 – расход газа, м³/ч;

P_n – начальное давление газа, МПа;

P_k – конечное давление газа, МПа;

Q_0 – расход газа, м³/ч;

d – диаметр газопровода внутренний, см;

λ – коэффициент гидравлического трения;

$L_{расч}$ – расчётная длина участка, м;

ρ_0 – плотность газа, кг/м³.

«Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса Re .

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 0,0354 \frac{Q_0}{d \cdot \nu}, \quad (2.9)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях, м²/с» [2].

В зависимости от значения числа Рейнольдса, коэффициент гидравлического трения определяется:

- при $Re \leq 2000$:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (2.10)$$

- при $Re = 2000 - 4000$:

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333}. \quad (2.11)$$

- при $4000 < Re < 100000$:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}. \quad (2.12)$$

- при $Re > 100000$:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2}. \quad (2.13)$$

Расчетный диаметр газопровода внутренний, см, определяется по формуле:

$$d_p = m^1 \sqrt{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{y\partial}}}, \quad (2.14)$$

где A, B, m, m^1 – коэффициенты, определяемые по таблицам 6 и 7 в СП [2] в зависимости от материала газопровода и категории сети;

$\Delta P_{y\partial}$ – потери давления удельные, МПа/м, определяемые по формуле:

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{L_{расч}} \gg [2]. \quad (2.15)$$

«Коэффициент A для сети среднего давления определяется по формуле:

$$A = \frac{P_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2}, \quad (2.16)$$

где P_m – усреднённое давление газа в сети, МПа» [2].

Пример гидравлического расчёта участка 2-3:

Определяем удельные потери давления для основного направления по формуле (2.16):

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{0,3^2 - 0,25^2}{836} = 3,29 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^2/\text{м}.$$

Расчетную длину участка 1-2 определяем по формуле (2.6):

$$L_{расч} = 1,1 \cdot 120 = 132 \text{ м}.$$

Найдём коэффициент A по формуле (2.16):

$$A = \frac{0,101325}{0,275 \cdot 162 \cdot \pi^2} = 2,3 \cdot 10^{-4}.$$

Определяем расчётный диаметр газопровода внутренний по формуле (2.14):

$$d_p = \sqrt[4,75]{\frac{2,3 \cdot 10^{-4} \cdot 0,0446 \cdot 0,6937 \cdot 1564^{1,75}}{3,29 \cdot 10^{-5}}} = 10,89 \text{ см.}$$

Внутренний диаметр газопровода принимаем из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов - 125 мм. Тогда $d_H = 10,22$ см.

Определяем число Рейнольдса по формуле (2.9):

$$Re = 0,0354 \frac{1564}{10,22 \cdot 14 \cdot 10^{-6}} = 386955,5.$$

Так как $Re > 100000$, то коэффициент гидравлического трения λ определим по формуле (2.13):

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg 386955,5 - 1,64)^2} = 0,013745.$$

Определим падение давления на участке 1-2 по формуле (2.8):

$$P_H^2 - P_K^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot 0,013745 \cdot \frac{1564^2}{10,22^5} \cdot 0,6937 \cdot 128,7 = 0,0035 \text{ МПа.}$$

Гидравлический расчет сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Гидравлический расчёт сети среднего давления

№ участка	$L_{\text{факт}}$, м	$L_{\text{расч}}$, м	$Q_{\text{уч}}$, м ³ /ч	$\Delta P_{\text{уд}}$, МПа ² /м	Материал газопровода	Диаметр труб, мм	$P_H^2 - P_K^2$, МПа ²	P_H , МПа	P_K , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 2	3	3,3	1564	$3,29 \cdot 10^{-5}$	СТ	133×4	0,0000332	0,3	0,3
2 - 3	117	128,7	1564	$3,29 \cdot 10^{-5}$	ПЭ	125×11,4	0,003416	0,3	0,294
3 - 4	80	88	1106	$3,29 \cdot 10^{-5}$	ПЭ	110×10	0,002298	0,294	0,29
4 - 5	120	132	691	$3,29 \cdot 10^{-5}$	ПЭ	90×8,2	0,003873	0,29	0,283
5 - 6	437,5	481,3	399	$3,29 \cdot 10^{-5}$	ПЭ	75×6,8	0,012532	0,283	0,26
6 - 7	2,5	2,75	399	$3,29 \cdot 10^{-5}$	СТ	89×3	0,0000169	0,26	0,26
5 - 8	257,5	283,3	292	-	ПЭ	63×5,8	0,009875	0,283	0,265
8 - 9	2,5	2,8	292	-	СТ	75×3	0,0000238	0,265	0,265
4 - 10	80	88	415	-	ПЭ	75×6,8	0,002459	0,29	0,286
10 - 11	437,5	481,3	228	-	ПЭ	63×5,8	0,010765	0,286	0,267
11 - 12	2,5	2,8	228	-	СТ	75×3	0,0000153	0,267	0,267
10 - 13	87,5	96,3	187	-	ПЭ	50×4,6	0,004567	0,286	0,278

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13 - 14	2,5	2,8	187	-	СТ	57×3	0,0000456	0,278	0,278
3 - 15	367,5	404,3	458	-	ПЭ	75×6,8	0,013494	0,294	0,27
15 - 16	2,5	2,8	458	-	СТ	75×3	0,0000534	0,27	0,27

2.5 Гидравлический расчёт сети низкого давления

Гидравлический расчет выполнен по методике [2].

За главное направление движения газа принимается направление от ШГРП к наиболее удалённому и (или) наиболее нагруженному потребителю.

Расчётная длина участков принимается на 10% больше фактической длины для учёта потерь давления на местных сопротивлениях.

Расчётный часовой расход газа на участке определяется по формуле (2.1).

Средний гидравлический уклон, Па/м, определяется по формуле:

$$R_{cp} = \frac{\Delta p_c}{\sum l}, \quad (2.17)$$

где $\sum l$ – средняя сумма расчётных длин участков по пути движения газа от ШГРП к наиболее удалённым точкам сети, м.

Δp_c – расчётный перепад давления в сети, Па, определяемый по формуле (2.3).

$$\Delta p_c = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Па};$$

Для ШГРП №1:

$$R_{cp} = \frac{1200}{588,5} = 2,04 \text{ Па/м.}$$

Для ШГРП №2:

$$R_{cp} = \frac{1200}{533,5} = 2,25 \text{ Па/м.}$$

Для ШГРП №3:

$$R_{cp} = \frac{1200}{808,5} = 1,48 \text{ Па/м.}$$

Для ШГРП №4:

$$R_{cp} = \frac{1200}{693} = 1,73 \text{ Па/м.}$$

Для ШГРП №5:

$$R_{cp} = \frac{1200}{588,5} = 2,04 \text{ Па/м.}$$

По величинам $Q_{уч}$ и R_{cp} с помощью номограммы СП [2] подбираем диаметры труб.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Гидравлический расчёт газовой сети низкого давления

№ уч.	$L_{факт}$, м	$L_{расч}$, м	$Q_{уч}$, м ³ /ч	R_{cp} , Па/м	Материал труб	Диаметр труб, мм	R , Па/м	RL , Па	$P_{н}$, Па	$P_{к}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГНД от ШГРП №1										
1 - 2	5	5,5	190,4	2,04	Сталь	108×4	3	16,5	2500	2484
2 - 3	20	22	137,5	2,04	Полиэтилен	90×8,2	4,4	96,8	2484	2387
3 - 4	20	22	125,9	2,04	Полиэтилен	90×8,2	3,7	81,4	2387	2305
4 - 5	180	198	86,5	2,04	Полиэтилен	90×8,2	2,0	396	2305	1909
5 - 6	310	341	47,5	2,04	Полиэтилен	75×6,8	1,1	375,1	1909	1534
5 - 7	240	264	39,6	-	Полиэтилен	75×6,8	0,9	237,6	1909	1672
4 - 8	150	165	39,8	-	Полиэтилен	63×5,8	3,2	528	2305	1777
8 - 9	170	187	18,8	-	Полиэтилен	50×4,6	1,2	224,4	1777	1553
3 - 10	80	88	12,6	-	Полиэтилен	50×4,6	0,5	44	2387	2343
2 - 11	270	297	45,8	-	Полиэтилен	75×6,8	1,4	415,8	2484	2068
ГНД от ШГРП №2										
12 - 13	5	5,5	155,5	2,25	Сталь	108×4	2	11	2500	2489
13 - 14	280	308	77,7	2,25	Полиэтилен	90×8,2	1,6	492,8	2489	1996
14 - 15	200	220	39,3	2,25	Полиэтилен	75×6,8	0,9	198	1996	1798
13 - 16	25	27,5	78,5	-	Полиэтилен	90×8,2	1,7	133,5	2489	2356

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16 - 17	320	352	69,3	-	Полиэтилен	90×8,2	1,4	492,8	2356	1863
16 - 18	70	77	10,1	-	Полиэтилен	50×4,6	0,3	23,1	2356	2332
ГНД от ШГРП №3										
19 - 20	5	5,5	243,4	1,48	Сталь	133×4	1,7	9,4	2500	2491
20 - 21	200	220	130,5	1,48	Полиэтилен	110×10	1,5	330	2491	2161
21 - 22	320	352	55,5	1,48	Полиэтилен	90×8,2	0,8	281,6	2161	1879
22 - 23	250	275	25	1,48	Полиэтилен	63×5,8	0,9	247,5	1879	1632
21 - 24	300	330	71,5	-	Полиэтилен	90×8,2	1,3	429	2161	1732
24 - 25	190	209	38,4	-	Полиэтилен	75×6,8	0,6	125,4	1732	1606
20 - 26	300	330	113,9	-	Полиэтилен	110×10	1,3	429	2491	2062
26 - 27	150	165	55,1	-	Полиэтилен	75×6,8	1,3	214,5	2062	1847
ГНД от ШГРП №4										
28 - 29	10	11	387,8	1,73	Сталь	133×4	3,6	39,6	2500	2460
29 - 30	70	77	342,7	1,73	Полиэтилен	140×12,7	2,8	215,6	2460	2245
30 - 31	110	121	193,7	1,73	Полиэтилен	140×12,7	1,1	133,1	2245	2112
31 - 32	130	143	112,4	1,73	Полиэтилен	110×10	1,3	185,9	2112	1926
32 - 33	100	110	74,7	1,73	Полиэтилен	90×8,2	1,6	176	1926	1750
33 - 34	210	231	35,6	1,73	Полиэтилен	75×6,8	0,8	184,8	1750	1565
33 - 35	210	231	23,9	-	Полиэтилен	63×5,8	0,9	207,9	1750	1542
32 - 36	40	44	22	-	Полиэтилен	50×4,6	1,9	83,6	1926	1842
31 - 37	15	16,5	77,8	-	Полиэтилен	90×8,2	1,7	28,1	2112	2084
37 - 38	140	154	35,6	-	Полиэтилен	63×5,8	2,5	385	2084	1699
38 - 39	140	154	16,3	-	Полиэтилен	50×4,6	0,8	123,2	1699	1575
37 - 40	250	275	42,7	-	Полиэтилен	75×6,8	1,2	330	2084	1754

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30 - 41	10	11	125	-	Полиэтилен	110×10	1,4	15,4	2246	2229
41 - 42	70	77	91	-	Полиэтилен	90×8,2	2,1	161,7	2229	2068
42 - 43	240	264	62,3	-	Полиэтилен	90×8,2	1	264	2068	1804
43 - 44	200	220	26,7	-	Полиэтилен	63×5,8	1,1	242	1804	1562
42 - 45	240	264	35,2	-	Полиэтилен	63×5,8	2,4	633,6	2068	1434
45 - 46	60	66	8,9	-	Полиэтилен	50×4,6	0,1	6,6	1434	1428
45 - 47	20	22	6	-	Полиэтилен	50×4,6	0,1	2,2	1428	1425
41 - 48	260	286	41,5	-	Полиэтилен	75×6,8	1	286	2229	1943
48 - 49	20	22	11,8	-	Полиэтилен	50×4,6	0,1	2,2	1943	1941
48 - 50	30	33	7	-	Полиэтилен	50×4,6	0,1	3,3	1941	1938
29 - 51	270	297	46,1	-	Полиэтилен	75×6,8	1,3	386,1	2461	2074
51 - 52	170	187	27,9	-	Полиэтилен	63×5,8	1,3	243,1	2074	1831
ГНД от ШГРП №5										
53 - 54	10	11	332,2	2,04	Сталь	133×4	2,8	30,8	2500	2469
54 - 55	10	11	211,8	2,04	Полиэтилен	125×11,4	2,2	24,2	2469	2445
55 - 56	100	110	153,3	2,04	Полиэтилен	110×10	2,2	242	2445	2203
56 - 57	5	5,5	101,3	2,04	Полиэтилен	110×10	1,1	6,1	2203	2197
57 - 58	210	231	36,7	2,04	Полиэтилен	63×5,8	2,5	577,5	2197	1619
58 - 59	200	220	21,4	2,04	Полиэтилен	63×5,8	0,6	132	1619	1487
57 - 60	80	88	65	-	Полиэтилен	110×10	0,4	35,2	2197	2162
60 - 61	320	352	33,6	-	Полиэтилен	63×5,8	2,1	739,2	2162	1423
60 - 62	270	297	31,9	-	Полиэтилен	63×5,8	1,8	534,6	2162	1627
56 - 63	250	275	52,6	-	Полиэтилен	75×6,8	1,8	495	2203	1708
63 - 64	150	165	21,4	-	Полиэтилен	50×4,6	1,5	247,5	1708	1461

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
55 - 65	300	330	59,1	-	Полиэтилен	75×6,8	2,4	792	2445	1653
54 - 66	280	308	121,7	-	Полиэтилен	110×10	1,3	400,4	2469	2069
66 - 67	170	187	51,2	-	Полиэтилен	75×6,8	1,8	336,6	2069	1732

2.6 Расчёт и подбор оборудования ГРП

Для газоснабжения микрорайона Новоматюшкино запроектировано шесть газорегуляторных пунктов (ШГРП).

Подбор ШГРП:

Исходные данные:

$$P_1 = 549 \text{ кПа};$$

$$P_2 = 300 \text{ кПа};$$

$$Q_{\text{г}} = 1564 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ – расход газа.}$$

Принимаем к установке шкафной газорегуляторный пункт «ГРПШ-3(Г)-2В» с основной и резервной линиями редуцирования с регуляторами давления РДГ-50В/35 заводского изготовления заводом "Газпромаш" г. Саратов.

Технические характеристики шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-3(Г)-2В представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Технические характеристики ГРПШ-3(Г)-2В

Параметр	Значение
Регулятор давления газа	РДГ-50В/35
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Диапазон настройки выходного давления, МПа	0,03-0,6
Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, МПа:	
При $P_{вх} = 0,6$ МПа	3020
Неравномерность регулирования, %	±10
Диапазон настройки давления, срабатывания отключающего устройства, кПа:	
При повышении выходного давления, кПа:	0,03–0,7
При понижении выходного давления, кПа:	3–30
Система обогрева	газовая
Расход для системы обогрева, м ³ /ч	0,05±15%
Присоединительные размеры: входного патрубка, мм выходного патрубка, мм	Ду 50 Ду 100
Масса, кг	420
Средний срок службы, лет	10

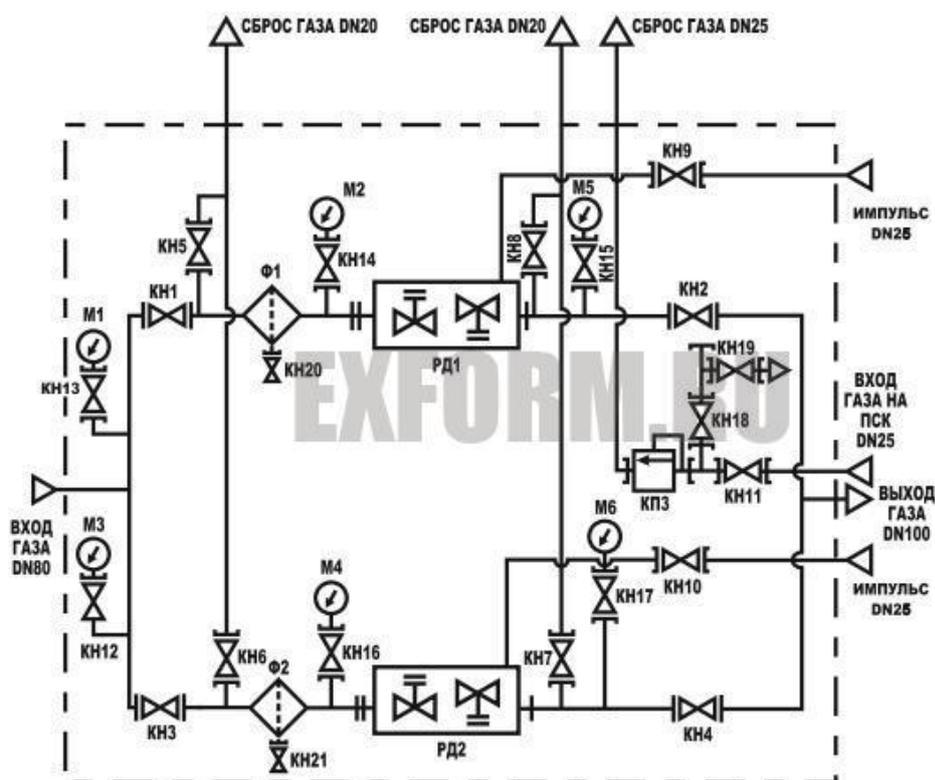


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема газорегуляторного пункта ГРПШ-3(Г)-2В

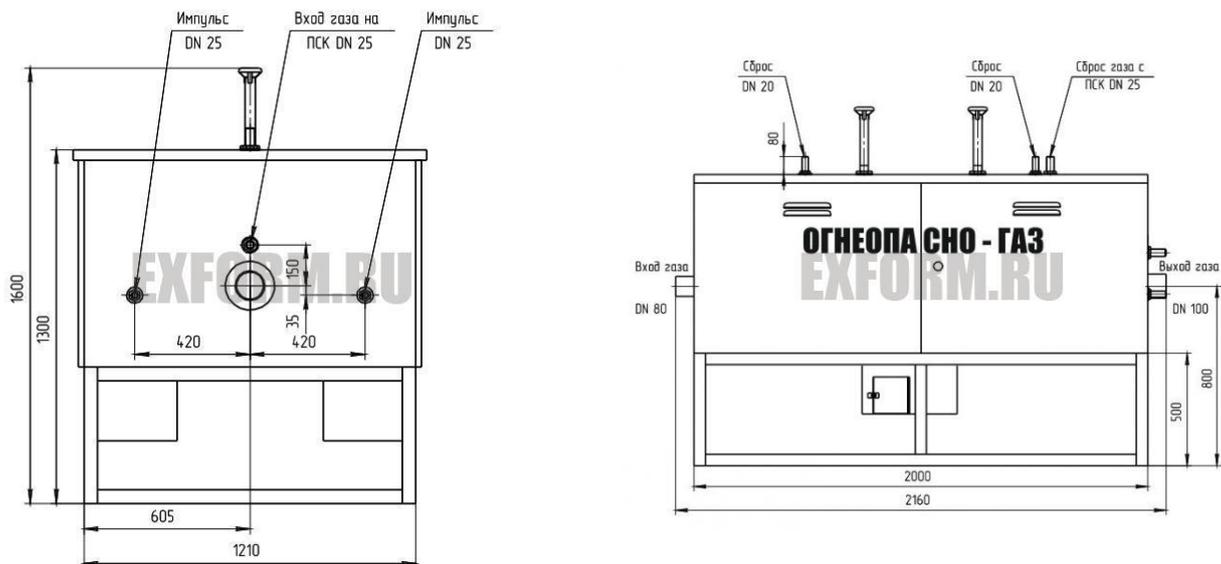


Рисунок 2.2 – Габаритный чертёж газорегуляторного пункта ГРПШ-3(Г)-2В

Подбор ШГРП №1:

Исходные данные:

$$P_1 = 267 \text{ кПа};$$

$$P_2 = 2,5 \text{ кПа};$$

$$Q_{\Gamma} = 228 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ – расход газа.}$$

Принимаем к установке шкафной газорегуляторный пункт «ГРПШ-2а-01-2Н» с основной и резервной линиями редуцирования с регуляторами давления РДНК-50/1000 заводского изготовления заводом "Газпроммаш" г. Саратов.

Технические характеристики шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-2а-01-2Н представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики ГРПШ-2а-01-2Н

Параметр	Значение
Регулятор давления газа	РДНК-50/1000
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2 — 5,5
Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, Мпа:	
При $P_{вх} = 0,1$ МПа	300
При $P_{вх} = 0,2$ МПа	450
При $P_{вх} = 0,3$ МПа	600
Неравномерность регулирования, %	±10
Диапазон настройки давления, срабатывания отключающего устройства, кПа:	
При повышении входного давления, кПа:	2,5 — 5,5
При понижении входного давления, кПа:	0,6 — 1,1
Клапан предохранительный сбросной	встроенный
Давление начала срабатывания сбросного клапана, кПа	2,3 — 5,8
Температура окружающего воздуха, °С	-40...+45
Система обогрева	газовая
Расход для системы обогрева, м ³ /ч	0,05±15%
Присоединительные размеры: входного патрубка, мм выходного патрубка, мм импульса, мм	Ду 50 Ду 65 Ду 15
Соединение: входного патрубка, выходного патрубка, импульса	Сварное, по ГОСТ 16037-80
Межремонтный интервал (ТР, ТО)	5
Средний срок службы, лет	35
Масса, кг	140

ШГРП №3-5, расход которых равен соответственно 292 м³/ч, 458 м³/ч и 399 м³/ч, принимаем аналогичный, так как оборудование данного ШГРП подходит по своим параметрам.

Подбор ШГРП №2:

Исходные данные:

$$P_1 = 278 \text{ кПа};$$

$$P_2 = 2,5 \text{ кПа};$$

$$Q_{г} = 187 \text{ м}^3/\text{ч} - \text{расход газа.}$$

Принимаем к установке шкафной газорегуляторный пункт «ГРПШ-2а-2Н» с основной и резервной линиями редуцирования с регуляторами давления РДНК-50/400 заводского изготовления заводом "Газпромаш" г. Саратов.

Технические характеристики шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-2а-2Н представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические характеристики ГРПШ-2а-2Н

Параметр	Значение
Регулятор давления газа	РДНК-50/400
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2 — 3,5
Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, Мпа:	
При $P_{вх} = 0,1$ МПа	180
При $P_{вх} = 0,2$ МПа	270
При $P_{вх} = 0,3$ МПа	360
Неравномерность регулирования, %	±10
Диапазон настройки давления, срабатывания отключающего устройства, кПа:	
При повышении входного давления, кПа:	2,5 — 5,5
При понижении входного давления, кПа:	0,6 — 1,1
Клапан предохранительный сбросной	встроенный
Давление начала срабатывания сбросного клапана, кПа	2,3 — 5,8
Температура окружающего воздуха, °С	-40...+45
Система обогрева	газовая
Расход для системы обогрева, м ³ /ч	0,05±15%
Присоединительные размеры: входного патрубка, мм выходного патрубка, мм импульса, мм	Ду 50 Ду 65 Ду 15
Соединение: входного патрубка, выходного патрубка, импульса	Сварное, по ГОСТ 16037-80
Межремонтный интервал (ТР, ТО)	5
Средний срок службы, лет	35
Масса, кг	140

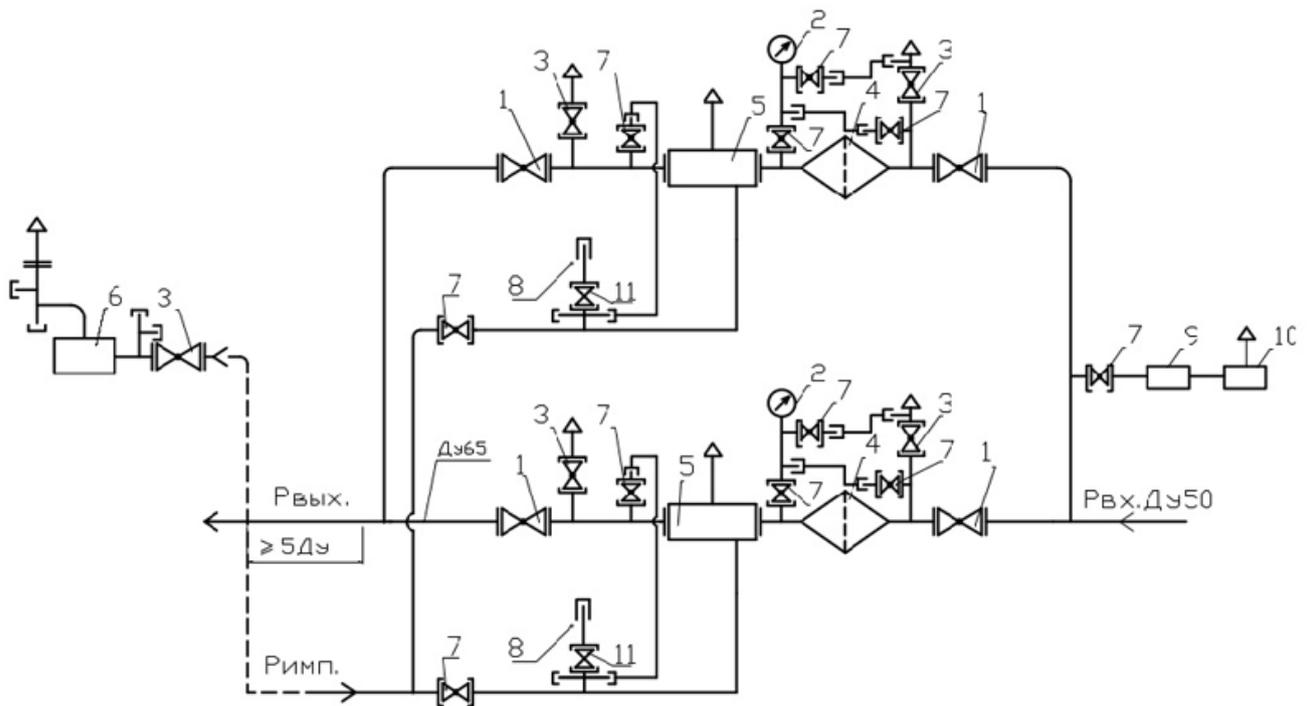


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема газорегуляторного пункта ГРПШ-2а-01-2Н, ГРПШ-2а-2Н

1 – кран шаровой КШ-50; 2 – входной манометр МТ-16; 3 – кран шаровой КШ-20; 4 – фильтр типа ФГ-25/50С12; 5 – регулятор давления газа; 6 – ПСК; 7 – кран шаровой КШ-15; 8 – выходной манометр; 9 – регулятор давления газа; 10 – газогорелочное устройство ОГ; 11 – кран КТ.

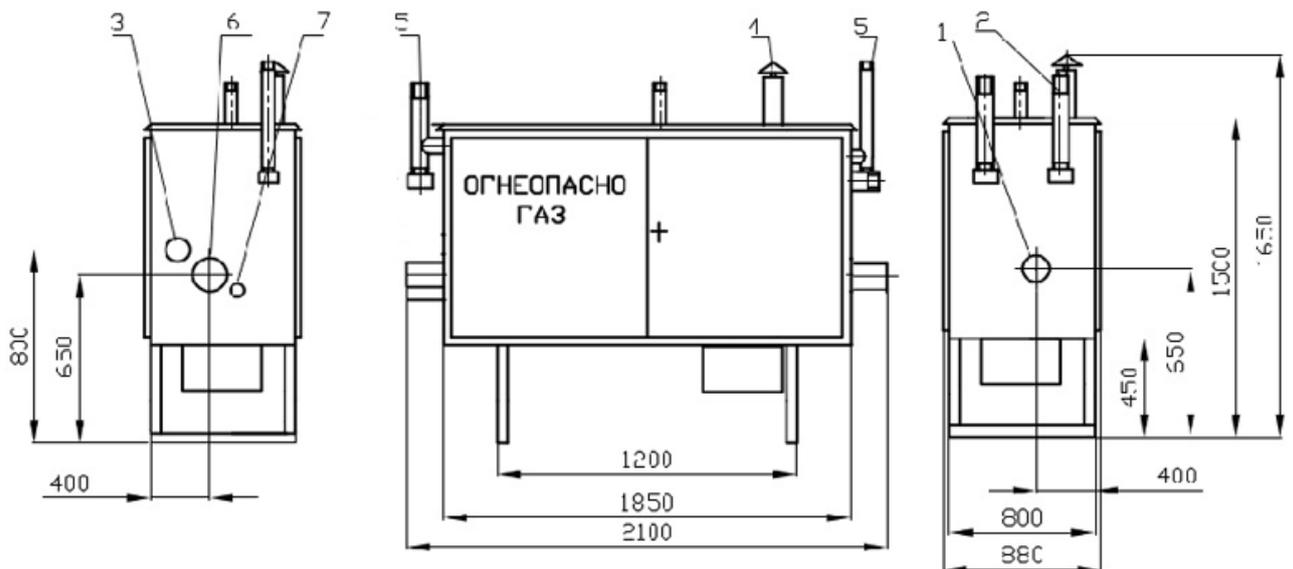


Рисунок 2.4 – Габаритный чертёж газорегуляторного пункта ГРПШ-2а-01-2Н, ГРПШ-2а-2Н

1 – $P_{вх}$ (Ду 50); 2 – выход КПС; 3 – вход КПС; 4 – вент. патрубок; 5 – продувочный патрубок; 6 – $P_{вых}$ (Ду 50); 7 – подвод импульса к регулятору (Ду 50).

2.7 Защита трубопроводов от коррозии

После монтажа участки надземного стального газопровода высокого, среднего и низкого давлений окрасить в два слоя эмалью жёлтого цвета НЦ-132К по ГОСТ 6631-74 по двум слоям грунта ГФ-021 по ГОСТ 25129-82. Антикоррозионная защита подземной части стальных футляров на выходах из земли по ГОСТ 9.602-05 состоит из: праймер НК-50, лента п/э полилен 40-ли-45 в 3 слоя, пленка обёрточная полилен-ОБ 40-ОБ-63. Принятые решения по защите газопроводов от коррозии соответствуют требованиям СП [2].

3 ВНУТРЕННИЙ ГАЗОПРОВОД

3.1 Расчёт потребления газа

Расчет произведен для дома по адресу ул. Саранская дом 19-а.

В данном здании газ используется для отопления помещений, приготовления пищи и горячей воды.

Газоснабжение предусмотрено природным газом с низшей теплотой сгорания $Q_n = 33,47$ МДж/м³ и плотностью $\rho = 0,6937$ кг/м³.

В жилом доме принимаем к установке котёл газовый Лемакс «Премиум–25» и газовая четырёхконфорочная газовая плита ПГ4.

Расход газа прибором номинальный, м³/ч, определяется по формуле:

$$q_{nom} = 3600 \cdot \frac{N}{Q_n}, \quad (3.1)$$

где N – мощность прибора, для четырёхгорелочной газовой плиты принимается 12 кВт.

Определим номинальный расход газа:

- для газового котла:

$$q_{nom} = 3600 \cdot \frac{25}{33470} = 2,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

- для газовой четырёхконфорочной плиты:

$$q_{nom} = 3600 \cdot \frac{12}{33470} = 1,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Суммарный расход газа на жилой дом составляет 4 м³/ч.

3.2 Конструирование газовой сети

Подключение газопровода производится к шаровому крану Ду25 на выходе из земли на проектируемом газопроводе низкого давления, проложенном по ул. Саранская на границе земельного участка №19-а. Газопровод прокладывается из водогазопроводных труб по опорам высотой 2,3 м по двору. Далее осуществляется ввод газопровода в здание через стену в

нежилое помещение. При прокладке через стену газопровод заключается в футляр. Между трубой и футляром предусматривается эластичная водонепроницаемая заделка. Внутренний газопровод прокладывается из стальных труб ГОСТ 3262-75.

3.3 Гидравлический расчёт

Гидравлический расчет выполнен по методике [2].

За главное направление принимается путь движения газа от места присоединения к уличному газопроводу до газовой плиты.

Средний гидравлический уклон, Па/м, определяется по формуле:

$$R_{cp} = \frac{\Delta P_{зд} \pm H_g - \Delta P_{np} - \Delta P_{сч}}{1,3 \cdot \sum l_i}, \quad (3.2)$$

где $\Delta P_{зд}$ – потери давления во внутренней сети, принимается 500 Па;

ΔP_{np} – потери давления в трубах и арматуре прибора, для плит принимаем 50 Па;

$\Delta P_{сч}$ – потери давления в счётчике, принимается 200 Па;

H_g – гидростатический напор, Па, пренебрегаем из-за небольшого перепада высот.

$\sum l_i$ – сумма действительных длин участков расчётного направления, м» [4].

$$R_{cp} = \frac{500 - 50 - 200}{1,3 \cdot 60,1} = 3,2 \text{ Па/м.}$$

«Расчётные длины участков, м, вычисляются по формуле:

$$l = l_1 + \sum \xi \cdot ld, \quad (3.3)$$

где l_1 – действительная длина участка, м;

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений участка;

ld – эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, м» [4].

Гидравлический расчет внутреннего газопровода сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Гидравлический расчёт внутренней газовой сети

N° уч	l_1 , м	$Q_{уч}$, $M^3/ч$	d_y , мм	$\Sigma \xi$	R , Па/м	ld , м	$\Sigma \xi \cdot ld$, м	l , м	Rl , Па
1 - 2	24,9	1,3	15	2,2	2,7	0,5	1,1	26	70,2
2 - 3	35,2	4	25	6,2	1,8	0,66	4,09	39,3	70,7
2 - 4	1,1	2,7	20	3,5	2,8	0,58	2,25	3,35	9,4

Коэффициенты местных сопротивлений:

Участок 1 – 2: Отвод 90° – $0,3 \cdot 4 = 1,2$; Тройник проходной – 1.

Участок 2 – 3: Отвод 90° – $0,3 \cdot 4 = 1,2$; Кран шаровой – $1 \cdot 4 = 4$; Клапан КЗЭУГ – 1.

Участок 2 – 4: Тройник поворотный – 1,5; Кран шаровой – 1; Гибкая подводка – 1.

$$\Delta P_{доп} = 500 - 50 - 200 = 250 \text{ Па.}$$

Расчёт окончен, так как $149 \text{ Па} < 250 \text{ Па}$.

3.4 Расчёт и подбор оборудования

Для данного объекта для измерения объема потребляемого газа был выбран бытовой счетчик газа G4.

Основные характеристики бытового счетчика газа G4 приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики счетчика газа G4

№ п/п	Параметр	Значение
1	Номинальный измеряемый расход, $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	4
2	Максимальный измеряемый расход, $Q_{\text{макс}}$, м ³ /ч	6
3	Минимальный измеряемый расход, $Q_{\text{мин}}$, м ³ /ч	0,04
4	Порог чувствительности счетчика, м ³ /ч	0,008
5	Пределы допускаемой относительной погрешности счетчика в диапазоне расходов при выпуске из производства при температуре +20°C %:	
6	$Q_{\text{мин}} \leq Q < 0,1Q_{\text{ном}}$	± 3,0
7	$0,1Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\text{макс}}$	± 1,5
8	Максимальное избыточное давление, кПа	50
9	Максимальное избыточное рабочее давление, кПа	5
10	Допускаемая потеря давления при $Q_{\text{макс}}$, Па	не более 200
11	Макс. допускаемая потеря давления при $Q_{\text{ном}}$, Па	100
12	Циклический объём, дм ³	1,2
13	Емкость отсчётного устройства	99999,999
14	Цена деления отсчётного устройства, м ³	0,0002 (0,2 дм ³)
15	Диапазон рабочей и окружающей среды, °C	от -40 до +60
16	Габаритные размеры, (Ш x Г x В), мм	188x163x218
17	Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110 ± 0,2
18	Диаметр входного и выходного штуцеров, дюйм	1 ¼
19	Масса, кг	не более 1,8
20	Межповерочный интервал, лет	10
21	Срок службы, лет	20
22	Гарантийный срок эксплуатации, мес	24

Для автоматического непрерывного контроля содержания природного газа и оксида углерода в воздухе помещений с газоиспользующим оборудованием и перекрытия подачи газа при аварийной ситуации принимаем к установке систему контроля загазованности САКЗ-МК-2.

Основные характеристики САКЗ-МК-2 приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики САКЗ-МК-2

Параметр	Значение
Напряжение питания переменного тока частотой 50±1 Гц, В	230±23
Потребляемая мощность, ВА, не более	30
Концентрация СН ₄ , вызывающая срабатывание сигнализатора, % НКПР:	
по уровню «ПОРОГ 1»	10±5
по уровню «ПОРОГ 2»	20±5
Концентрация СО, вызывающая срабатывание сигнализатора, мг/м ³ :	
по уровню «ПОРОГ 1»	20±5
по уровню «ПОРОГ 2»	100±25
Время установления рабочего режима системы, мин:	
по природному газу	5
по оксиду углерода	60
Время срабатывания системы при достижении сигнальной концентрации, не более:	5
природного газа, с	15
оксида углерода, с	60
Максимальная длина кабелей, м, не более:	
между сигнализаторами, между сигнализатором и БСУ	50
между БСУ и клапаном	20
между БСУ и пультом	500

4 КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

В качестве объекта автоматизации была рассмотрена САКЗ-МК-2.

Система автоматического контроля загазованности САКЗ-МК-2 предназначена для непрерывного автоматического контроля содержания природного газа (CH_4) и оксида углерода (CO) в помещении. Система служит для управления запорным клапаном и для оповещения при возникновении опасных концентраций CH_4 и CO .

В базовый комплект системы входят:

- сигнализатор загазованности природным газом типа СЗ-1-2Г;
- сигнализатор загазованности оксидом углерода СЗ-2-2В;
- блок сигнализации и управления БСУ;
- клапан газовый запорный с электромагнитным управлением;
- диспетчерский сигнальный пульт ПДС;
- кабель связи;
- кабель клапана (10 м, по заказу – до 20 м).

Структурная схема системы приведена на рисунке 4.1, схема размещения – на рисунке 4.2.

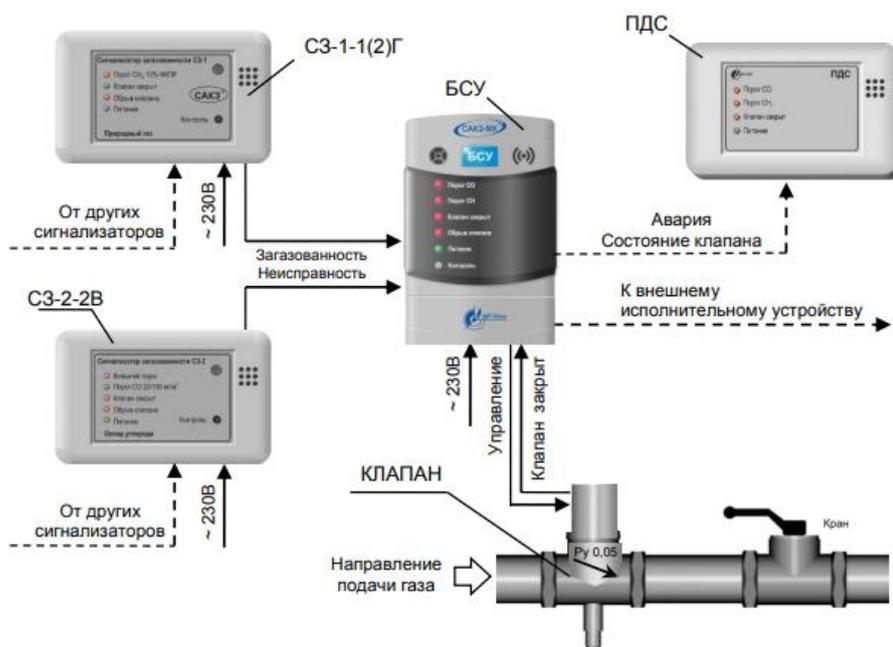


Рисунок 4.1 – Структурная схема САКЗ-МК-2

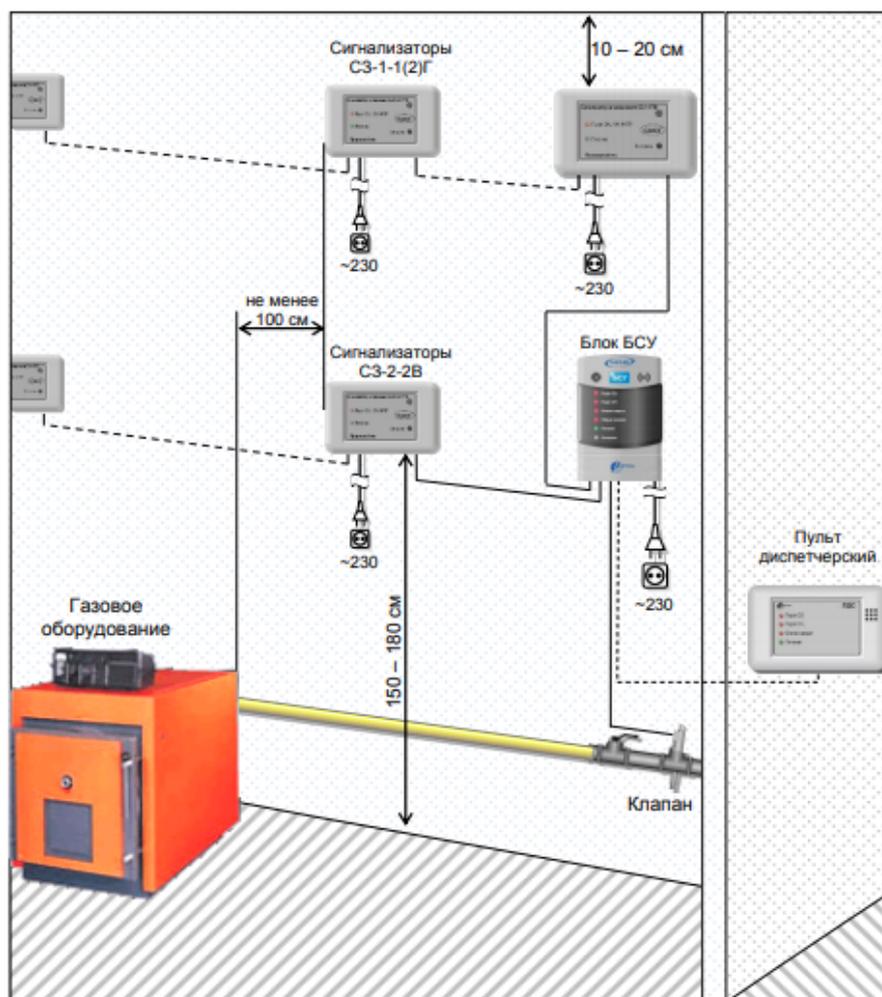


Рисунок 4.2 – Схема размещения САКЗ-МК-2

Возможности системы:

- индикация включенного состояния;
- звуковая и световая сигнализации загазованности, превышающей установленные пороговые значения и неисправности системы;
- закрытие клапана при загазованности, превышающей установленные значения «ПОРОГ 2» и при неисправности системы;
- управление внешним устройством (например, нормально закрытым клапаном с напряжением $\sim 230\text{В}$) при загазованности, превышающей установленные значения «ПОРОГ 2»;
- запоминание блоком БСУ сигналов загазованности после снижения концентрации ниже уровня «ПОРОГ 2»;
- индикация закрытого состояния клапана;

– постоянная самодиагностика и сигнализация внутренней неисправности;

– закрытие клапана при отключении электропитания.

При наличии в системе нескольких сигнализаторов, все они соединяются между собой последовательно: выход предыдущего – на вход последующего. Количество сигнализаторов в системе может быть любым. На входной разъем первого сигнализатора (наиболее удаленного от БСУ) устанавливаются перемычки. К разъему «Клапан» всех сигнализаторов подключаются имитаторы клапана.

Принцип работы системы

Сигнализаторы загазованности непрерывно анализируют окружающий воздух на содержание СН и СО. Порогам срабатывания соответствует концентрация веществ в помещении соответственно для СН: ПОРОГ 1 - 10 ± 5 % НКПР, ПОРОГ 2 - 20 ± 5 % НКПР; для СО: ПОРОГ 1 - 20 ± 5 мг/м³, ПОРОГ 2 - 100 ± 5 % мг/м³.

Включение.

При подаче напряжения питания включатся индикаторы «ПИТАНИЕ» на сигнализаторах, БСУ и ПДС, прозвучит короткий звуковой сигнал. В БСУ включится реле К1. Во избежание ложных срабатываний заблокируются выходные сигналы, начнется прогрев сигнализаторов. Блокировка сигнализаторов автоматически снимается через 30 секунд.

Концентрация СН (или СО) равна или выше значения «ПОРОГ 1»:

– на сигнализаторе, обнаружившем газ, и БСУ начнет мигать индикатор «ПОРОГ СН» («СО»), включится звуковой сигнал;

– на сигнализаторах, расположенных между обнаружившем газ и БСУ – мигает «ВНЕШНИЙ ПОРОГ», включится звуковой сигнал.

Концентрация СН (или СО) равна или выше значения «ПОРОГ 2»:

а) на сигнализаторе, обнаружившем газ:

– мигающий индикатор «ПОРОГ» перейдет в режим постоянного свечения;

– продолжит звучать звуковой сигнал;

б) на БСУ:

– мигающий индикатор «ПОРОГ СН» («СО») перейдет в режим постоянного свечения;

– продолжится звучание звуковой сигнализации;

– отключится реле К1;

– появится выходной сигнал для закрытия клапана;

– включится индикатор «КЛАПАН ЗАКРЫТ» и закроется клапан;

– снимется выходной сигнал для закрытия клапана.

Снижение концентрации газа ниже значения «ПОРОГ 2»:

– звуковая сигнализация останется включенной;

– на сигнализаторе индикатор «ПОРОГ СН» («СО») перейдет в мигающий режим;

– на БСУ индикатор «ПОРОГ СН» («СО») останется в режиме постоянного свечения;

– включится реле К1.

Снижение концентрации ниже значения «ПОРОГ 1»:

а) на сигнализаторах:

– выключится звуковая сигнализация;

– погаснут индикаторы;

б) на БСУ сигнализация останется включенной до нажатия кнопки «КОНТРОЛЬ».

Отсоединение кабеля клапана или обрыв катушки: включится звуковой сигнал, включится индикатор «ОБРЫВ КЛАПАНА» на БСУ.

Отсоединение или обрыв кабеля между сигнализаторами:

– включится звуковой сигнал;

– начнет мигать индикатор «ПИТАНИЕ» на сигнализаторе(ах), расположенных от БСУ до обрыва или отсоединения;

– появится выходной сигнал для закрытия клапана;

– включится индикатор «КЛАПАН ЗАКРЫТ» и закроется клапан.

Отсоединение или обрыв кабеля между сигнализатором и БСУ:

- включится звуковой сигнал;
- на БСУ включится индикатор «ПОРОГ СН» («СО»), соответствующий группе сигнализаторов, с которыми потеряна связь;
- начнет мигать индикатор «ПИТАНИЕ»;
- появится выходной сигнал для закрытия клапана, отключится реле К1;
- закроется клапан и включится индикатор «КЛАПАН ЗАКРЫТ»;
- снимется выходной сигнал для закрытия клапана.

Работа системы при неисправности одного из сигнализаторов:

Включится звуковой сигнал и начнут мигать индикаторы «ПИТАНИЕ» на всех сигнализаторах, расположенных от БСУ до неисправного.

На БСУ:

- включится звуковой сигнал;
- начнет мигать индикатор «ПИТАНИЕ»;
- появится выходной сигнал для закрытия клапана, отключится реле К1;
- закроется клапан и включится индикатор «КЛАПАН ЗАКРЫТ».

Отключение электропитания: появится выходной сигнал для закрытия клапана, закроется клапан.

Описание и работа составных частей.

Сигнализаторы загазованности природным газом СЗ-1-2Г и оксидом углерода СЗ-2-2В предназначены для непрерывного автоматического контроля содержания природного газа и оксида углерода в помещениях и выдачи звукового и светового сигналов при концентрациях, равных или превышающих сигнальные уровни. Способ отбора проб – диффузионный. Сигнализаторы имеют два порога сигнализации: первый порог предупредительный, второй – аварийный.

Клапан запорный газовый с электромагнитным управлением КЗЭУГ предназначен для использования в качестве запорного элемента трубопроводных магистралей. При подаче импульсного электрического сигнала запорный элемент опускается вниз и прижимается к седлу, перекрывая

поступление газа. Обмотка клапана потребляет энергию только в момент закрытия. В открытом состоянии не создает посторонних шумов и вибрации. Клапан имеет встроенный бесконтактный датчик положения.

Блок сигнализации и управления БСУ предназначен для приёма, индикации и запоминания сигналов от сигнализаторов загазованности, от датчика положения газового запорного клапана и формирования выходных сигналов управления исполнительными устройствами и сигнала управления запорным газовым клапаном при аварийной ситуации. Блок имеет встроенный звуковой излучатель, сигнализирующий о поступлении внешних сигналов или неисправности. Встроенное электромагнитное реле позволяет управлять внешними устройствами.

Пульт диспетчерский сигнальный ПДС позволяет дистанционно контролировать состояние системы с помощью световой и звуковой сигнализации. Пульт подключается к блоку БСУ и дублирует его сигналы.

Система должна эксплуатироваться в помещениях, исключающих загрязнение ее элементов. Окружающая среда должна быть не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров. Температура рабочей среды (газа) должна быть от плюс 1 до плюс 40°C.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

В данном разделе рассмотрена организация работ по строительству абонентского ответвления и внутридомовой сети.

Монтаж и испытания газопровода рекомендуется вести в соответствии с требованиями СП [12].

Газопровод прокладывается от крана Ду 25 на выходе из земли на газопроводе низкого давления, проложенном по улице Саранская на границе земельного участка №19-а, до потребителя надземно на опорах высотой 2,3 м. Крепление газопровода к опорам осуществляется с помощью хомутов с прокладкой из полиэтилена. Сварные соединения труб по своим физико-механическим свойствам должны соответствовать характеристикам основного материала свариваемых труб. Сварные соединения должны быть герметичными. Конструктивные элементы, размеры и типы сварных соединений должны соответствовать требованиям нормативных документов к данным соединениям: сварных соединений стальных труб - ГОСТ 16037. При прокладке через стену здания газопровод заключается в футляр, между трубой и футляром предусматривается эластичная водонепроницаемая заделка. Внутридомовой газопровод крепится к стене при помощи хомутов. Минимальное расстояние от штепселей розеток и выключателей до газопровода должно быть не менее 0,5 м. При расстоянии от кабелей и проводом до газопроводов менее 250 мм провода и кабели должны быть дополнительно защищены от механических повреждений на длине не менее 250 мм в каждую сторону от газопровода. При параллельной прокладке расстояние от проводов и кабелей до газопровода должно быть не менее 400 мм. Защита газопровода от коррозии предусматривается лакокрасочным покрытием жёлтого цвета, состоящим из двух слоёв эмали ПФ 115 по ГОСТ 6465-76 по двум слоям грунта ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Законченные строительством газопроводы следует испытывать на герметичность путём подачи воздуха и создавая в газопроводе испытательного

давления: для наружного газопровода – 0,3 МПа в течении часа; для внутреннего – 0,01МПа в течении 5 минут.

Расчет объемов монтажных работ производится по чертежам, учитывая единицы измерения принятые в ЕНиР.

Монтажные работы приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Ведомость объемов монтажных работ

№ п/п	Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Итого
1	2	3	4	5
1	Разметка мест прокладки трубопроводов	100 м	0,612	0,612
2	Разработка грунта в ямах для опор	яма	8	8
3	Монтаж опор	шт	8	8
4	Заделка опор бетоном	м ³	0,96	0,96
5	Прокладка стальных трубопроводов стояков и подводок Ду 15 Ду 20 Ду 25	м	24,9	24,9
			1,1	1,1
			35,2	35,2
6	Сварка труб, арматуры и фасонных частей	1 стык.	26	26
7	Монтаж напольных газовых котлов	шт.	1	1
8	Установка газовых плит (ПГ-4)	шт.	1	1
9	Установка термозапорных клапанов	шт.	1	1
10	Установка сигнализаторов загазованности	шт.	2	2
11	Установка газового счетчика	шт.	1	1
12	Установка шаровых кранов	шт.	4	4
13	Первое рабочее испытание отдельных частей системы	100 м труб	0,612	0,612
14	Окончательная проверка при сдаче системы	100 м труб	0,612	0,612
15	Окраска газопровода	1 м ²	12,7	12,7

Расчет трудоемкости СМР и затрат машинного времени производится по ЕНиР соответствующих сборников на ранее подсчитанные объемы работ.

Трудоемкость работ определяется по формуле:

$$T_p = \frac{H_{ep} \cdot V}{8,2}, \quad (5.1)$$

где T_p – трудоемкость на определенный вид работ (чел-дни, маш-см);

$H_{вр}$ – норма времени на единицу объема работ (чел-час, маш-час);

V – объем работ;

8,2 – продолжительность смены в часах.

Также учитываются затраты труда на неучтенные работы и на подготовительные работы, приняты в процентах от суммарной трудоемкости основных работы (соответственно 14% и 6%).

Расчет трудоемкости работ сведён в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Ведомость трудоемкости работ

№ п/п	Наименование работ	Единица измерений	Обоснование ЕНиР	Норма времени		Трудоемкость			Всего		Профессион., квалификационн. и числен. состав звена, рекомендуемый ЕНиР или ГЭСН
				чел.-час.	маш.-час	Объем работ	чел.-дни.	маш.-смены.	чел.-дни.	маш.-смены.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Разметка мест прокладки трубопроводов	100 м	Е9-1-1	1,2	-	0,612	0,09	-	0,09	-	Монтажник 6 разр. - 1
2	Разработка грунта в ямах для опор	яма	Е2-1-52	0,46	-	8	0,45	-	0,45	-	Землекоп 3 разр. - 1
3	Монтаж опор	шт	Е5-1-9	3,5	-	8	3,41	-	3,41	-	Монтажники конструкций 6 разр. - 1; 4 разр. - 2; 3 разр. - 1
4	Заделка опор бетоном	м ³	Е4-1-49	2,2	-	0,96	0,26	-	0,26	-	Бетонщик 4 разр - 1 2 разр -1
5	Прокладка стальных трубопроводов Ду 15 Ду 20 Ду 25	м	Е9-1-2	0,23 0,23 0,23	- - -	24,9 1,1 35,2	0,7 0,03 0,99	- - -	0,7 0,03 0,99	- - -	Монтажник 4 разр. - 1; 3 разр. - 1
6	Сварка труб, арматуры и фасонных частей	1 стык.	Е22-2-1	0,07	-	26	0,22	-	0,22	-	Монтажник 5 разр. - 1; 3 разр. - 1

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Монтаж напольных газовых котлов	шт.	Е9-1-23	2,7	-	1	0,33	-	0,33	-	Монтажник 6 разр. - 1; 5 разр. - 1; 4 разр. - 2; 3 разр. - 2
8	Установка газовых плит (ПГ-4)	шт.	Е9-1-20	0,8	-	1	0,1	-	0,1	-	Монтажник 5 разр. - 1; 3 разр. - 1
9	Установка термозапорных клапанов	шт.	Е9-1-28	0,91	-	1	0,11	-	0,11	-	Монтажник 4 разр. - 1; 3 разр. - 1
10	Установка сигнализаторов загазованности	шт.	Е32-18	0,12	-	2	0,03	-	0,03	-	Монтажник 4 разр. - 1
11	Установка газового счетчика	шт.	Е9-1-22	0,63	-	1	0,08	-	0,08	-	Монтажник 5 разр. - 1; 3 разр. - 1
12	Установка шаровых кранов	шт.	Е9-1-18	0,09	-	4	0,04	-	0,04	-	Монтажник 4 разр. - 1
13	Рабочее испытание отдельных частей системы	100 м труб	Е9-1-8	21	-	0,612	1,57	-	1,57	-	Монтажник 6 разр. - 1; 5 разр. - 1; 4 разр. - 1
14	Окончательная проверка при сдаче системы	100 м труб	Е9-1-8	4,3	-	0,612	0,32	-	0,32	-	Монтажник 6 разр. - 1; 5 разр. - 1
15	Окраска газопровода	1 м ²	Е11-74	0,22	-	12,7	0,34	-	0,34	-	Термоизолировщик 4 разр. - 1; 2 разр. - 1
Итого:									9,07		
Затраты труда на неучтенные работы									1,27		
Затраты труда на подготовительные работы									0,54		
Всего:									10,88		

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

В данном разделе рассматриваются вредности, выделяющиеся при монтаже.

Технологические характеристики объекта сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Технологический паспорт технического объекта

№ п/п	Технологический процесс	Технологическая операция,	Наименование должности работника, выполняющего технологическую операцию	Оборудование, приспособление, техническое устройство	Материалы, вещества
1	Монтаж полиэтиленового газопровода	Сварка полиэтиленовых труб	Монтажник наружного газопровода	Сварочный аппарат, закладные нагреватели	полиэтиленовые трубы
		Опрессовка труб		Компрессор	Воздух

Определение профессиональных рисков приводятся в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Идентификация профессиональных рисков

№ п/п	Производственно-технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и /или вредный производственный фактор	Источник опасного и / или вредного производственного фактора
1	Сварка полиэтиленовых труб	Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	Сварочный аппарат, закладные нагреватели
		Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	Сварочный аппарат
2	Опрессовка труб	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Компрессор
		Повышенный уровень вибрации	Компрессор

Организационно-технические методы и технические средства снижения негативного воздействия вредных производственных факторов приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Организационно-технические методы и технические средства снижения негативного воздействия опасных и вредных производственных факторов

№ п/п	Опасный и вредный производственный фактор	Организационно-технические методы и технические средства защиты, частичного снижения, полного устранения опасного и вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
1	Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	Выставление экранов	Костюм сигнальный 3 класса защиты, ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги резиновые с жестким подноском, рукавицы комбинированные или перчатки с полимерным покрытием, беруши или наушники
2	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	Выполнение заземления, изоляция проводов	
3	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Использование средств индивидуальной защиты от шума	
4	Повышенный уровень вибрации	Использование средств индивидуальной защиты от вибрации	

Нормы выдачи средства индивидуальной защиты приведены в приказе Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 16 июля 2007 г. № 477.

Идентификация класса пожара, опасных факторов и технические средства обеспечения пожарной безопасности объекта представлены в таблицах 6.4 и 6.5.

Таблица 6.4 – Идентификация классов и опасных факторов пожара

№ п/п	Участок, подразделение	Оборудование	Класс пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
1	Участок монтажных работ	Сварочный аппарат	Е	Пламя и искры, повышенная температура окружающей среды, повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения	Замыкание электрического напряжения на токопроводящие части технологического оборудования

Таблица 6.5 – Технические средства обеспечения пожарной безопасности

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)	Пожарные сигнализация, связь и оповещение.
Порошковый огнетушитель, песок, вода	Пожарные автомобили	Защита органов дыхания	Лом, топор, ведро, лопата	01 или с сот. 112

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Организационные (организационно-технические) мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Наименование технологического процесса, используемого оборудования в составе технического объекта	Наименование видов реализуемых организационных (организационно-технических) мероприятий	Предъявляемые нормативные требования по обеспечению пожарной безопасности, реализуемые эффекты
Монтаж полиэтиленового газопровода	Укладка труб в траншею, сварка труб	Выполнение требований пожарной безопасности представленных в постановлении Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 30.12.2017) «О противопожарном режиме»

Идентификация негативных экологических факторов приводится в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Идентификация негативных экологических факторов технического объекта

Наименование технического объекта, производственно-технологического процесса	Структурные составляющие технического объекта, производственно-технологического процесса, энергетической установки, транспортного средства и т.п.	Негативное экологическое воздействие технического объекта на атмосферу (выбросы в воздушную окружающую среду)	Негативное экологическое воздействие технического объекта на гидросферу	Негативное экологическое воздействие технического объекта на литосферу
Газопровод	Монтаж полиэтиленового газопровода, автокран, сварочный аппарат	Выхлопные газы, пыль		Выемка плодородного слоя почвы с последующим частичным возвратом

Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия объекта на окружающую среду приводится в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Разработанные организационно-технические мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия заданного технического объекта на окружающую среду.

Наименование технического объекта	Газопровод
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на атмосферу	Снижение стоянки грузового транспорта с включенным двигателем
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на гидросферу	Использование временных канализаций, выбор в пользу общественного биотуалета
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на литосферу	Рекультивация земель, вывоз строительного мусора

В разделе «Безопасность и экологичность технического объекта» перечислены опасные и вредные производственные факторы и приведены организационно-технические методы и технические средства снижения их негативного воздействия, определён класс и перечислены опасные факторы пожара, приведены технические средства и организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, перечислены негативные экологические

факторы технического объекта и мероприятия по снижению их негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе разработки дипломного проекта была рассчитана и запроектирована система газоснабжения микрорайона Новоматюшкино Комсомольского района города Тольятти Самарской области.

Дано обоснование выбора схемы газораспределения. Был проведен расчёт потребления газа, гидравлический расчет наружного и внутреннего газопроводов. Подобрано газовое оборудование сетей, рассмотрены средства автоматизации газопотребления и организация монтажных работ. Проект содержит решения по защите газопроводов от коррозии. Приведены мероприятия по безопасности и экологичности объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23.01.99*. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2012.
2. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.– М.: ЗАО «Полимергаз», ГУП ЦПП, 2003.
3. Ионин, А. А. Газоснабжение: Учеб. для вузов / А.А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.
4. Газоснабжение района города: Метод. Указания к курс. работе / Сост. В.Н. Пелипенко – Тольятти: ТГУ, 2005. – 38 с.
5. Фокин, С. В. Системы газоснабжения: устройство, монтаж и эксплуатация : учеб. пособие / С. В. Фокин, О. Н. Шпортько. – Москва: Альфа-М: ИНФРА-М, 2011. – 282 с.
6. Кострова, Г. М. Внутренние газопроводы и газовое оборудование жилых зданий: учеб. пособие / Г. М. Кострова. – Москва: Академия, 2010. – 59 с.
7. ГОСТ 21.609-2014. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации внутренних систем газоснабжения. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 18 с.
8. ГОСТ 21.610-85. Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи. – Москва: Гос. комитет СССР по делам стр-ва, 1986. – 6 с.
9. Жила, В. А. Газовые сети и установки: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / В. А. Жила, М. А. Ушаков, О. Н. Брюханов. – Москва: Академия, 2008. – 268 с.
10. Вершилович, В. А. Газоснабжение жилых и общественных зданий: учеб. пособие для вузов / В. А. Вершилович. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 94 с.

11. Промышленное газовое оборудование: справочник / авт.-сост. Е. А. Карякин [и др.]; под ред. Е. А. Карякина. – 2-е изд., перераб. и доп. – Саратов: Газовик, 2002. – 623 с.

12. СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002, утв. Приказом Минрегиона РФ от 27.12.2010 № 780.